

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности борьбы с гидратообразованием на установке комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении

УДК 622.279.72(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2021 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных

информацией	информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазового промышленного оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись)

(Дата)

Зятиков П.Н.

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна

Тема работы:

Анализ эффективности борьбы с гидратообразованием на установке комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	21.05.2021, №140-51/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и</i></p>	<p>Научная литература, статьи, данные по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению, физико-химические свойства откачиваемой продукции, технологические схемы установки комплексной подготовки газа.</p>
---	--

т. д.).	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Общие представления о гидратах и методах борьбы с ними</p> <p>1. Особенности геолого-промысловой характеристики Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.</p> <p>2. Оценка технологической характеристики производства.</p> <p>3. Анализ технологий подготовки природного газа</p> <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>5. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Актуальность и практическая значимость</p> <p>2. Общая характеристика установки комплексной подготовки газа на УКПГ №6</p> <p>3. Технологическая схема комплексной подготовки газа</p> <p>4. Технические характеристики мординизированного абсорбера</p> <p>5. Обоснование выбора ингибитора гидратообразования.</p> <p>6. Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов</p> <p>7. Результаты расчетов</p> <p>8. Расчет необходимого количества ингибитора.</p> <p>9. Технологический расчет абсорбера УКПГ -6 на разных стадиях разработки до и после перехода на однореагентную систему.</p> <p>10. Сравнительные диаграммы расходов абсорбента</p> <p>11. Определение экономической эффективности исследования</p> <p>12. Заключение</p> <p>13. Публикации</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Сечин А.И.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Нурсалиевой Айфанур Аманжоловны

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин»</u>

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна

ШКОЛА		Отделение	
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Анализ эффективности борьбы с гидратообразованием на установке комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства:</p> <p>ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям»</p> <p>СТО Газпром 18000.1-001-2014 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: ТК РФ: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность Анализ показателей шума и вибрации <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; Анализ показателей микроклимата <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. Анализ освещенности рабочей зоны <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. Анализ электробезопасности <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. Анализ пожарной безопасности <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; • привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги,</p>

<ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Нурсалиева Айфанур Аманжоловна		26.02.2021 г.

Реферат

Отчет по магистерской диссертации состоит из 124 страниц, 12 рисунков, 31 таблиц, 30 источников литературы.

Ключевые слова: гидратообразование, установка комплексной подготовки газа, ингибитор, абсорбент, абсорбер.

Объектом исследования является действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-6

Предмет исследования : свойства и параметры газа, ингибиторы гидратообразования, абсорбенты ДЭГ и ВМР, технологические схемы работы установки УКПГ-6

Цель магистерской диссертации : анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-6, с последующей оценкой и предложением мер для повышения эффективности.

Для достижения поставленной цели проанализированы технологические особенности работы установки комплексной подготовки газа газового промысла №6 Ямбургского месторождения, ее общая характеристика.

В работе проведено обоснование выбора ингибитора гидратообразования, произведен расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования, а также расчет абсорбера УКПГ-6 на разных стадиях разработки до и после перехода на одnoreагентную систему.

В результате исследования было установлено, что одnoreагентная система подготовки газа экономически и технологически эффективнее. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Обозначения, обозначения, сокращения

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УОГ – установка очистки газа;

УОК – установка отключающих кранов;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МЭГ – моноэтиленгликоль;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ППА – пункт переключающей арматуры;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

НТС – низкотемпературная сепарация;

рДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

ГП – газовый промысел;

КС – компрессорная станция;

ГСС – газосборная сеть;

ГФУ – газофракционирующая установка;

КЦ – компрессорный цех;

БГЗО – безгидрозатворный отвод;

Оглавление

Введение	17
1 Общие представления о гидратах	19
1.1 Состав, структура и свойства гидратов	19
1.2 Методы борьбы с газогидратами	23
2 Объект и методы исследования	25
2.1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	25
2.1.1 Общие сведения о месторождении	25
2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	26
2.1.3 Структурно-тектоническая характеристика	29
2.1.4 Характеристика сеноманской газовой залежи	30
2.2 Оценка технологической части производства	31
2.2.1 Общая характеристика УКПГ – 6 Ямбургского месторождения	31
3 Анализ технологий подготовки природного газа	41
3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования	41
3.2 Разновидности подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от установки подготовки газа	42
3.3 Гидравлический и тепловой расчёт газопромысловых шлейфов	44
3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования	53
3.5 Технологический расчёт абсорбера УКПГ-1В на разных стадиях разработки до перехода на одnoreагентную систему	56
3.6 Расчет абсорбера после перехода на одnoreагентную систему	70
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	

ресурсосбережение.....	73
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	73
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	77
4.3 Бюджет научно-технического исследования	80
4.4 Определение экономической эффективности исследования	85
5 Социальная ответственность	89
5.1 Производственная безопасность.....	89
5.2 Экологическая безопасность.....	95
5.3 Безопасность в чрезвычайных условиях	97
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
Заключение	103
Список использованных источников	104
Приложение А	108
Приложение Б	120

Введение

В последнее десятилетие интерес к проблеме газовых гидратов во всем мире резко возрос. Усиление научной активности в этой, еще несколько десятилетий назад почти академической области естествознания объясняется рядом факторов различного характера.

Гидраты – это твердые соединения с водой, которые могут образовываться природным газом, насыщенном парами воды, при определенных термобарических условиях. Внешне гидраты представляют собой белую творожнообразную субстанцию и состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Техногенные газовые гидраты образуются в системах сбора и подготовки газа, а также при его добыче: в призабойной зоне пласта, стволе скважины, в внутрипромысловых коллекторах и шлейфах, в магистральных газотранспортных системах. Гидратообразование может вызвать серьезные осложнения и проблемы в технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода.

Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промысловых системах добычи газа дальнейшего транспорта вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли.

Актуальность: оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Цель работы: анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-6, с последующей оценкой и предложением мер для повышения эффективности.

Задачи:

- Изучить геолого-промысловую характеристику месторождения
- Провести анализ системы подготовки газа
- Описать наиболее оптимальные технические решения для увеличения эффективности
- Рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта

Объект исследования: действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-6.

Предмет исследования: свойства и параметры газа, ингибиторы гидратообразования, абсорбенты ДЭГ и ВМР, технологические схемы работы установки УКПГ-6.

Практическая значимость:

- для заданных условий работы шлейфа потребность в метаноле меньше, чем предусмотрено
- переход газового промысла на однореагентную систему подготовки скважинной продукции позволяет достигнуть наибольшего технологического и экономического эффекта

1 Общие представления о гидратах

1.1 Состав, структура и свойства гидратов

Газовые гидраты – кристаллические комплексы, которые формируются из воды и газа при конкретных значениях температуры и давления из воды и газа.

В структуре газогидратов молекулы воды образуют специальный каркас, в котором имеются полости. Известно, что полости каркаса традиционно являются 12-, 14-, 16- и 20-гранниками, которые отличаются от идеальной формы незначительным деформированием. В данных полостях присутствуют молекулы газа. Полости, соединившись между собой, образуют сплошную структуру разных типов. Существуют 3 типа структур: КС(кубическая), ТС (тетрагональная) и ГС(гексагональная). Зачастую в природе встречаются гидраты типа КС-I, КС-II, а остальные являются метостабильными.

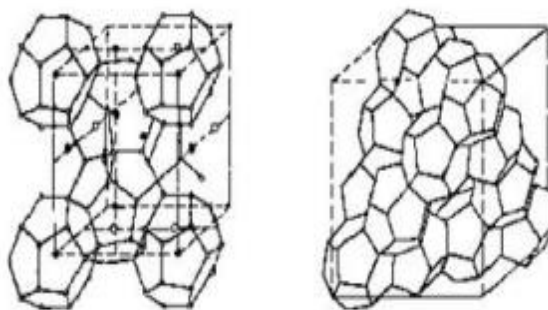


Рисунок 1 – Структура газовых гидратов а) тип I б) тип II

Для определения условия образования гидратов используют равновесные графики или проводят расчеты при помощи константы равновесия и графоаналитическим методом по уравнению Баррера-Стюарта.

С повышением плотности газа, понижается давление гидратообразования. Компоненты природного газа, такие как пропан, бутан, вступают в реакцию гидратообразования при температурах от 0 до + 4 ° С и

избыточном давлении 0,3 МПа. Наличие «зародышевых» кристаллов способствует образованию гидратов метана.

Гидратообразование – это процесс одновременного сосредоточения свободных молекул газа и воды. На рисунке 2 показано образование упорядоченной газогидратной структуры из свободных молекул газа и воды, полученное инновационным методом моделирования молекулярной динамики, что позволяет проводить анализ структуры и свойств молекул вычислительными методами с последующим представлением результатов и обеспечивать их трехмерное представление при заданных в расчете условиях.

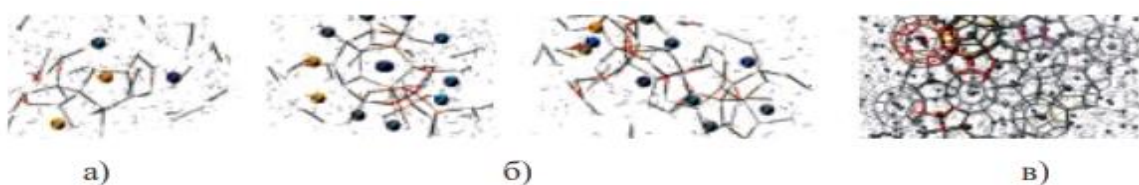


Рисунок 2 – Схема многоэтапного процесса образования газового гидрата: а) свободный газ и вода; б) переходное состояние; в) гидрат

Формирование гидратной структуры сопровождается колебанием внутренней энергии системы, наряду с этим, между состояниями, где газ и вода находятся в свободной форме и связанной, образуется энергетическое препятствие, который соответствует переходному состоянию; следует отметить, процесс гидратообразования является экзотермическим.

Условия для образования гидратов

1. Низкая температура
2. Высокое давление
3. Достаточное количество гидратообразующего газа и воды (рисунок 3).

Для построения термодинамической модели процесс гидратообразования можно представить в два этапа. На первом этапе образуется недоконченная гидратная решетка, а во втором этапе эта решетка заполняется.

Условия образования гидратов природных газов с помощью константы равновесия определяют по формуле:

$$r = yK \quad (1)$$

где r – молярная доля компонента в составе гидрата

y – молярная доля компонента в составе газовой фазы

K – константа равновесия.

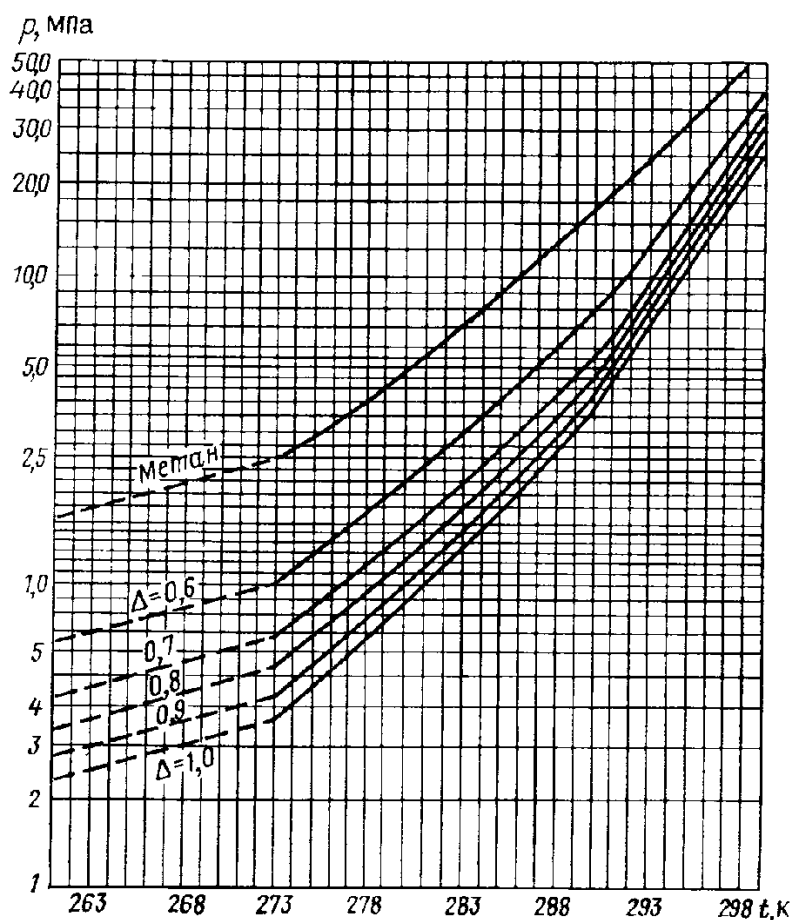


Рисунок 3 – Образование гидратов природных газов в зависимости от Р и Т [1]

Одним из важных параметров, который влияет на технологический режим процессов сбора и подготовки газа на промысле является влагосодержание.

В условиях пластовых значений температур и давления газ насыщен парами, так как в газоносных породах имеется связанная, подошвенная или краевая вода.

Термобарические параметры газа при движении газа в скважине понижаются. Уменьшение количество воды в газовой фазе происходит при понижении температуры, а при повышении давления, напротив, увеличивается. При падении пластового давления по мере разработки месторождения увеличивается влагосодержание.

Одной из основных причин, приводящий к образованию гидратов в стволах скважин, промысловых шлейфах и магистральных трубопроводах, является содержание свободной влаги в потоке газа.

Влагосодержание природного газа характеризует содержание воды в паровой фазе системы газ–вода. Обычно влагосодержание газа выражают в массовом количестве паров воды, приходящихся на единицу массы сухого газа (массовое влагосодержание), или в количестве молей паров воды на моль сухого газа (молярное влагосодержание). На практике обычно используют абсолютную влажность, т.е. выражают массу паров воды в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям (0°C и $0,101\text{ МПа}$). Абсолютная влажность обозначается W (кг на 1000 м^3).

Факторами, определяющими влажность природных газов, являются давление, температура, состав газов, а также количество растворенных солей в воде. Влагосодержание природных газов определяется экспериментальным путем, по аналитическим уравнениям или по номограммам, составленным при обработке экспериментальных или расчетных данных [2].

В технологических процессах добычи, сбора, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные осложнения, связанные с нарушением протекания этих процессов.

Газопромысловым системы, где возможно гидратообразование

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;

- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа [3].

1.2 Методы борьбы с газогидратами

Борьба с газовыми гидратами, как и с другими осложнениями, ведется в направлениях их предотвращения и удалении, притом что способы предотвращения гидратообразования всегда более предпочтительны. Условно все методы борьбы с гидратами можно разделить на три вида : технологические (недопущение гидратообразования поддержанием безгидратных режимов эксплуатации), физические (механические и тепловые методы ликвидации газогидратных пробок) и химические (ввод ингибиторов) [9] (рисунок 4).

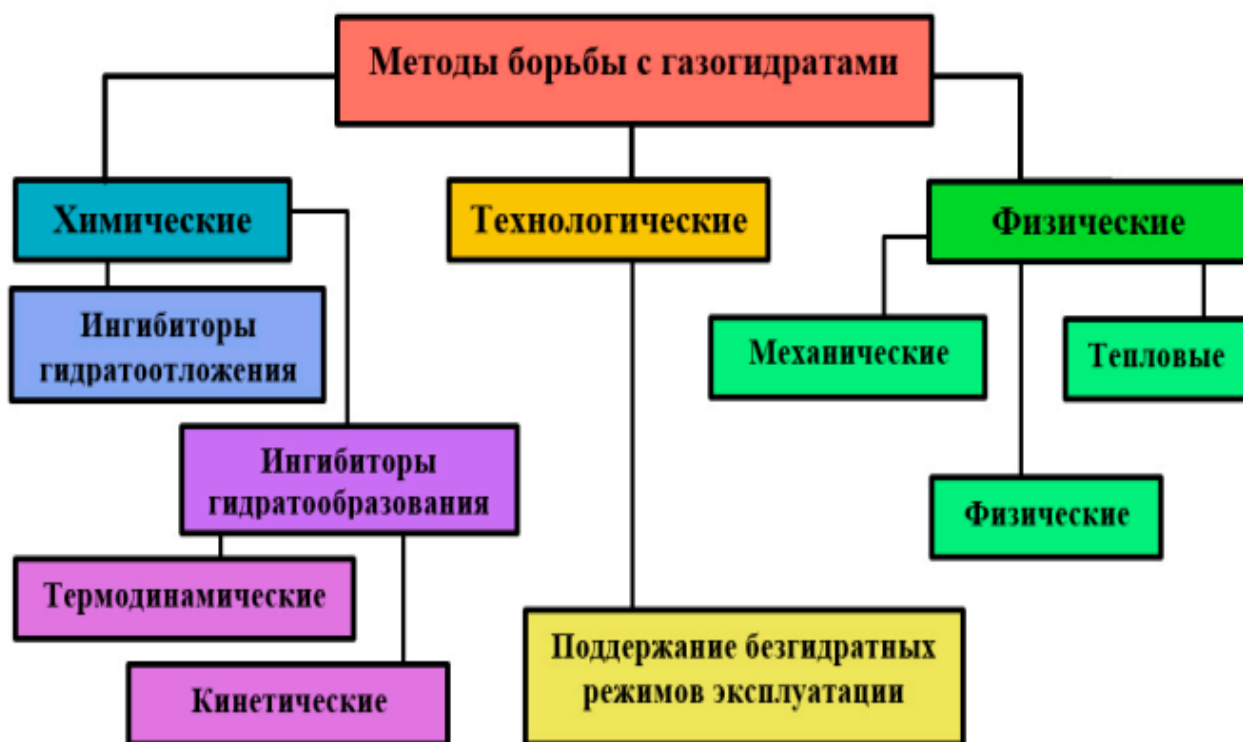


Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с гидратами

К технологическим видам борьбы относят:

1. Поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока.

2. Понижение температуры точки росы газа, который достигается:

- уменьшением давления при транспорте газа (при этом также снижается температура начала образования гидратов);
- нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде;
- очисткой газа от паров воды – газоосушка.

Уменьшение давления при транспорте газа обычно используется только для ликвидации гидратных пробок, но не как средство предупреждения образования гидратов, потому что это связано с одновременным уменьшением пропускной способности газопровода.

3. Уменьшение плотности газа, путем извлечения из него тяжелых углеводородов (C3+). С помощью чего увеличивается давление и снижается температура при которых начинают образовываться гидраты. Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы [4] .

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования, либо путем нагрева интервала гидратом.

2 Объект и методы исследования

2.1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

2.1.1 Общие сведения о месторождении

Ямбургское месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове - территории Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Абсолютные отметки рельефа над уровнем моря изменяются от 10 м в долинах рек до 60-70 м на водораздельных участках.



Рисунок 5 – Расположение Ямбургского НГКМ на Тазовском полуострове

Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0.3 до 1.5 м, а в долинах крупных рек поверхность ММП погружается до двух - пяти метров и ниже. Подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м, а на преобладающей территории - от 400 до 450 м.

Климат района континентальный. Зима отличается своей продолжительностью и суровостью, с сильными ветрами и метелями, лето

короткое (июль-август) и прохладное. Средняя температура воздуха зимой - 24 -26°C. Появление устойчивого снежного покрова отмечается уже в конце сентября и первой декаде октября. Средняя летняя температура воздуха +6.5 +9°C. Наиболее теплый месяц в году - август. Среднегодовая температура составляет минус 8-10°C.

Доставка грузов на месторождение осуществляется железнодорожным, автомобильным, а период навигации (с конца июня по начало октября) основные грузы доставляются по Обской и Тазовской губе. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а для транспорта конденсата построен конденсатопровод Ямбург-Уренгой [5].

2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчаноглинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла вскрыт на максимальную глубину 4515 м в скважине № 500.

Палеозойский фундамент: в пределах Ямбургского месторождения не вскрыт. Предположительно может быть представлен кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными породами, известняками. Глубина залегания фундамента 7-10 км.

Пурская свита представлена конгломератами, песчаниками каолинизированными с прослоями аргиллитов. Варенгаяхинская свита сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. Витютинская свита представлена серыми песчаниками, конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. Общая толщина триасовых отложений по данным сейсмических исследований составляет 2-4 км.

Триасовая система: представлена эффузивно-осадочным и осадочным комплексом пород. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в нижней части, аргиллитами, алевролитами с отпечатками растений, туфогенными породами, содержание которых уменьшается вверх по разрезу. Вышележащий осадочный комплекс в Уренгойском районе подразделяется на пурскую, варенгяхинскую и витютинскую свиты.

Юрская система: отложения юрской системы подразделяются на ягельную, береговую, ягельную, тюменскую, котухтинскую, баженовскую и абалакскую свиты.

Береговая свита представлена песчаниками грубозернистыми, гравелитами, конгломератами с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. По разрезу отмечается растительный детрит. Толщина свиты порядка 600 м.

Ягельная свита сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, с зеркалами скольжения, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда карбонатных. Толщина свиты до 150 м.

Котухтинская свита в Надым-Пурском районе подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных пород. В глинах отмечаются стяжения пирита, остатки микрофауны, в отдельных прослоях встречен углистый растительный детрит.

Тюменская свита представлена сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчано-алевритовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади и по разрезу, значительной глинистостью. В районе четко выделяется регионально нефтегазоносный пласт Ю2, залегающий в кровле свиты. Толщина свиты 580-620 м.

Абалакская свита представлена аргиллитами (глинами

аргиллитоподобными) темно-серыми, алевроитистыми, слабо слюдистыми, с глинисто-карбонатными конкрециями и пиритовыми стяжениями. Толщина свиты 30-50 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, с прослоями глинистых известняков. Толщина свиты составляет 75 м. Для Баженовской свиты Ямбургского месторождения характерна более низкая битуминозность по сравнению с южными районами Надым-Пурской области.

Меловая система: отложения нижнего мела подразделяются на сортымскую, тангаловскую и покурскую свиты.

Сортымская свита: верхняя часть свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами. Свита сложена преимущественно глинами темносерыми, алевроитистыми, слюдистыми, плотными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, алевроитистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ8 0 –БУ9). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами.

Кузнецовская свита (турон) представлена глинами темно-серыми с коричневатым оттенком, вязкими, слюдистыми, глауконитовыми, с остатками раковин двустворок, стяжениями пирита. Толщина свиты 47-88 м. Березовская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя сложена глинами серыми, темно-серыми, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвита представлена глинами серыми, слабо алевроитистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м. Палеогеновая система: в палеогеновых отложениях

выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

Тибейсалинская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена глинами серыми, темно-серыми, алевротитистыми, с прослоями светло-серых песков и алевроитов в верхней части. Верхняя подсвита представлена песками серыми, желтовато-серыми, мелкозернистыми, с многочисленными растительными остатками, с прослоями алевроитовых глин. Толщина свиты 226- 274 м.

Ганькинская свита сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевротитистыми, плотными, прослоями известковыми. Толщина свиты 204-255 м.

Люлинворская свита подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоковидными глинами и опоками синевато-серыми, глинистыми; средняя подсвита представлена диатомитами светло-серыми, слабоглинистыми, легкими; верхняя подсвита сложена диатомовыми глинами серыми, желтоватосерыми, алевротитистыми, с линзами алевролитов. Общая толщина свиты до 230 м [6].

2.1.3 Структурно-тектоническая характеристика

Ямбургское газоконденсатное месторождение связано с Ямбургско-харвутинской группой поднятий. Наиболее крупное из них структуры 2 порядка: собственно Ямбургское куполовидное и Харвутинское валообразное поднятия являются структурным осложнением Медвежье – Ямбургского мегавала.

Ямбургская и Харвутинская структуры объединяются в единую зону газонакопления по игозипсе – 1180 метров. В пределах этой изогипсы размеры структуры 175×50 км, максимальная амплитуда – 220 м.

Наиболее высокоамплитудное и крупное по размерам в пределах этой зоны – Ямбургское куполовидное поднятие, которое осложнено рядом более

мелких куполов. Оно имеет более крутой западный склон и пологий восточный 19 склон. Свод поднятия определяется скважиной № 2090 с отметкой 952 м. Купол простирается с юго-запада на северо-восток, оконтуренный изогипсой 1080 и имеет амплитуду в этих пределах 120 м. Харвутинское поднятие имеет субмеридианальное простирание. Сводовая часть его на 120 м. Гипсометрически ниже Ямбургского. С южной частью Ямбургского поднятия (южно-Ямбургским) оно соединяется через небольшое Северо-Харвутинское поднятие неглубоким прогибом [7].

2.1.4 Характеристика сеноманской газовой залежи

Газовая залежь приурочена к верхней части сеноманских отложений, в пределах контура газоносности вскрыта на абсолютных глубинах от минус 954,0 м до минус 1179,1 м. Тип залежи – массивная, водоплавающая. Пластовое давление соответствует гидростатическому на уровне газоводяного контакта, и по состоянию июль 2011 года составляет 10,0 МПа, средняя пластовая температура составляет плюс 31,2°C. Продуктивная часть сеноманской газовой залежи представлена в основном песчаниками и алевролитами с незначительным числом глинистых прослоев, которые имеют преимущественно линзовидное залегание. Помимо невыдержанности глинистые прослои значительно опесчанены. Толщины песчано-алевролитовых пластов коллекторов достигают 45 м, а толщины прослоев глин и глинисто-карбонатных пород, разделяющих пласты коллекторы, составляют 0,4-20,0 м. В среднем проницаемые прослои составляют 76,9 % от общей толщины продуктивного разреза, вскрытого скважинами [7].

Средние значения компонентов, входящих в состав газа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав сеноманской залеж

CH ₄ , % об	C ₂ H ₆ об,	CO ₂ ,% об.	N ₂	He, % об.
98,95	0,10	0,40	0,89	0,013

Сероводород отсутствует. Среднее значение низшей теплотворной способности газа – 32,5 МДж/м³. Давление устьях скважин равен 7,3 МПа, температура на устье 23°C. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,56. Поступающий газ содержит жидкость 0,2 – 2,0 г/м³ (вода пластовая – от 44 до 88%, конденсат углеводородный – 1%, метанол – от 15 до 55%) и мехпримеси (1,0 – 10,0 мг/м³, максимально до 100 мг/м³). Пластовые воды сеноманской залежи Ямбургского месторождения относительно слабо минерализованные (18 – 20 г/дм³), pH = 7,5 – 8,3. Содержание иона хлора изменяется в диапазоне 10 – 14 г/дм³, сульфатных ионов – не более 50 мг/дм³. Концентрация иона натрия – 6 – 7 г/дм³.

Конденсационные воды слабо минерализованы (менее 1 мг/дм³), относятся к карбонатному типу [8].

2.2 Оценка технологической части производства

2.2.1 Общая характеристика УКПГ – 6 Ямбургского месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3 Анализ технологий подготовки природного газа

3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования

На Ямбургском месторождении есть условия для гидратообразования как при добыче, так и в система сбора и подготовки газа. Поэтому есть необходимость использования методов борьбы с гидратами.

В России метанол в качестве ингибитора гидратообразования получил широкое распространение на всех месторождениях Западной Сибири. А зарубежом большой популярностью пользуется ингибитор моноэтиленгликоль (МЭГ) [9].

Применение каждого из вышеперчисленных ингибиторов имеет как свои преимущества, так и недостатки.

Основные преимущества применения водного раствора метанола:

- легкая смешиваемость с газом по причине высокой летучести;
- низкая температура замерзания ($-90\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- способность разлагать гидратные пробки;
- слабая коррозионная активность;
- малая вязкость;
- низкая стоимость

При применении метанола есть такие значительные недостатки как:

- высокая токсичность;
- пожароопасность;
- высокие потери с товарным газом (до $0,4\text{ г/м}^3$)

Применение МЭГ в зарубежной практике обусловлено следующими причинами:

- малая смешиваемость в природном газе
- невысокая токсичность, при сравнении с метанолом;
- слабая воспламеняемость;
- небольшие энергетические затраты на регенерацию.

Недостатками применения МЭГ по сравнению с метанолом являются:

- высокая температура замерзания ($t = - 40\text{ }^{\circ}\text{C}$)
- большая вязкость;
- коррозионная активность
- более высокая стоимость и отсутствие опыта применения в условиях Западной Сибири.

3.2 Разновидности подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от установки подготовки газа

Вариант 1. Антигидратный реагент метанол в сочетании с гликолевой осушкой газа.

Ингибитор гидратообразования метанол подается в систему сбора газа. Распределение метанола между газом первичной сепарации и отделяемым водометанольным раствором происходит в соответствии с термобарическими параметрами и концентрацией в водной фазе. При поступлении метанола с газом сепарации в абсорбер, происходит его улавливание потоком гликоля. Однако, эффективность перехода метанола в гликоль будет низкой, так как ощутимая доля метанола утрачивается с осушенным газом. Затем метанол поступает на установку регенерации гликоля, далее на установку регенерации метанола вместе с отпаренной водой. Таким образом, в сточных водах будет и метанол и гликоль. Соответственно, у подобного варианта 2 системы регенерации (гликоля и метанола).

Вариант 2. Антигидратный реагент моноэтиленгликоль в сочетании с гликолевой осушкой газа.

При 2 варианте, на устье скважин и перед аппаратом охлаждения газа в ДКС подают моноэтиленгликоль. Насыщенный моноэтиленгликоль выделяется во входном сепараторе установки комплексной подготовки газа и отправляется на установку регенерации. Газ первичной сепарации направляется в абсорбер. Для того, чтобы количество реагентов свести до минимума, моноэтиленгликоль используется еще как абсорбент. Чтобы

получить значение точки росы минус 20 °С, необходимая концентрация моноэтиленгликоля должна быть 99 %.Так как, в отличие от первого варианта, в товарном газе не будет содержания метанола, не исключается, что для предупреждения замерзания унесенного из колонны моноэтиленгликоля в станции охлаждения газа потребуются вспомогательные меры. Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации моноэтиленгликоля. Одна из систем регенерации является вакуумной.

Вариант 3. Антигидратный реагент метанол в сочетании с НТС.

В этом варианте метанол подается так же, как и в первом варианте. Часть метанола поступает с газом первичной сепарации. Метанол подается на установку подготовки газа перед промежуточным сепаратором. Водометанольный раствор собирается из всех сепараторов (первичный, промежуточный и низкотемпературный) и направляется на регенерацию. Таким образом, этот вариант характеризуется, одной системой регенерации, большими потерями реагента с товарным газом. Однако, система НТС с применением метанола проработана отлично, есть немалый опыт в проектировании и эксплуатации.

Вариант 4. Антигидратный реагент моноэтиленгликоль в сочетании с НТС.

Подача на устье скважин моноэтиленгликоля и особенности его применения такие же, что и для второго варианта. На установке НТС необходимо подать моноэтиленгликоль перед детандером ТДА. При включении дополнительной точки подачи, снижается КПД детандера и не нужно устанавливать установку регенерацию и установки удаления солей. Чтобы поступление солей на установку НТС были минимальны, сепарационное оборудование должно отличаться высокой производительностью. Если в пластовой смеси есть конденсаты, нужно ограничение по температуре НТС. Необходимо мелкодисперсное распыление моноэтиленгликоля. Достоинством этого варианта является осушительное

действие гликоля в системе НТС, приводящее к понижению точки росы по воде и повышению мощности головной компрессорной станции. При таком варианте предусматривается одна и две установки регенерации и удаления солей, высокие требования к оборудованию сепарации, а также дополнительный контроль к концентрации моноэтиленгликоля и содержанию мех. примесей. Опыт эксплуатации такой системы невелик. Варианты подачи на устье скважин и в систему НТС разнородных реагентов малоцелесообразно [10].

Принимая во внимание вышесказанное, в качестве ингибитора гидратообразования в системе сбора и технологии подготовки газа принят метанол как наиболее опробованный и надежный в российской газовой промышленности. Защита от гидратообразования при использовании метанола в системах сбора и установки подготовки газа гарантируется, а также надежность эксплуатации на все время разработки.

3.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов

Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов предусматривает оценку изменения термобарических параметров на выходе из трубопровода. В качестве примера возьмем куст №616 в зимний период эксплуатации..

Исходные данные представлены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Параметры газа, грунта, расстояние от скважины до установки подготовки газа:

Наименование величины, обозначение, единица измерения	Значение
Q расход газа, млн.м ³ /сут	0,395
ω скорость газа в шлейфе, м/с	1,6
P давление в начале шлейфа, Па	$7,3 \cdot 10^9$
t , °C	23
$t_{гр}$ температура грунта на глубине прокладки газопровода, °C	-39
L расстояние от скважины до установки подготовки газа, м	10960

Таблица 4 – Состав газовой смеси и параметры компонентов

Компонент	y_i	$T_{кр}, K$	$P_{кр}, MPa$	$\mu \cdot 10^{-12}, mPa \cdot s$	$\rho_0, kg/m^3$
1	2	3	4	5	6
CH_4	93,39	190,5	4,88	1,05	0,717
C_2H_6	4,34	305,4	5,07	0,87	1,344
C_3H_8	1,2	369,8	4,42	0,76	1,967
iC_4H_{10}	0,156	408,1	3,8	0,7	2,6
nC_4H_{10}	0,154	425,5	3,95	0,7	2,6
nC_5H_{12}	0,0143	469,7	3,5	0,63	3,22
C_{5+}	0,001	574	3,13	0,62	3,88
C_{7+}	0,0075	540,1	2,75	0,526	4,7
C_{8+}	0,0059	568,8	2,51	0,714	5,1
CO_2	0,31	304	7,64	1,39	1,977
N_2	0,395	125,9	3,53	1,7	1,251
He	0,0067	5,1	0,24	1,8	0,178

Необходимо рассчитать давление и температуру на входе в УКПГ.

Порядок расчета:

Находим псевдокритические параметры P_{nk}, T_{nk} . Из таблицы 2 возьмем значения критического давления $P_{кр}$, и критической температуры $T_{кр}$, для каждого компонента

$$P_{nk} = \sum_{i=1}^n P_{kpi} \cdot y_i, \quad (1)$$

где P_{kpi} – критическое давление i -го компонента, МПа;

y_i – доля i -го компонента

$$T_{nk} = \sum_{i=1}^n T_{kpi} \cdot y_i, \quad (2)$$

где T_{kpi} – критическая температура i -го компонента, К.

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_0 \cdot y_i, \quad (3)$$

где ρ_0 – плотность i го компонента в нормальных условиях, кг/м³.

$$P_{nk} = 4,88 \cdot 0,9339 + 5,07 \cdot 0,0434 + 4,42 \cdot 0,012 + 3,8 \cdot 0,00156 + 3,95 \cdot 0,00154 + 3,51 \cdot 0,000059 + 7,64 \cdot 0,0031 + 3,53 \cdot 0,00395 + 0,24 \cdot 0,000067 = 4,88 \text{ МПа}$$

$$T_{nk} = 190,5 \cdot 0,9339 + 305,4 \cdot 0,0434 + 369,8 \cdot 0,012 + 408,1 \cdot 0,00156 + 425,5 \cdot 0,00154 + 460,4 \cdot 0,000196 + 469,7 \cdot 0,000143 + 574 \cdot 0,00001 + 540,1 \cdot 0,000075 + 568,8 \cdot 0,000059 + 304 \cdot 0,0031 + 125,9 \cdot 0,00395 + 5,1 \cdot 0,000067 = 198,57 \text{ К.}$$

$$\rho_{cm} = 0,717 \cdot 0,9339 + 1,344 \cdot 0,0434 + 369,8 \cdot 0,012 + 2,6 \cdot 0,00156 + 425,5 \cdot 0,00154 + 3,22 \cdot 0,000196 + 3,22 \cdot 0,000143 + 3,88 \cdot 0,00001 + 540,1 \cdot 0,000075 + 5,1 \cdot 0,000059 + 1,977 \cdot 0,0031 + 1,251 \cdot 0,00395 + 5,1 \cdot 0,000067 = 0,772 \text{ кг/м}^3.$$

Используя значения T_{nk} и P_{nk} , рассчитаем приведенные параметры газа при нормальных условиях и рабочих условиях:

$$T_{np}^0 = \frac{T_0}{T_{nk}} = \frac{273}{198,55} = 1,375 \quad P_{np}^0 = \frac{P_0}{P_{nk}} = \frac{0,101325}{4,88} = 0,0208; \quad (4-5)$$

$$T_{np}^p = \frac{T_p}{T_{nk}} = \frac{296}{198,57} = 1,491; \quad P_{np}^p = \frac{P_p}{P_{nk}} = \frac{7,29}{4,88} = 1,493.$$

Далее найдем коэффициент сверхсжимаемости газа при рабочих условиях z_p и нормальных условиях z_n по формуле Латонова-Гуревича.

$$z_n = (0,4 \cdot \lg T_{np}^0 + 0,73)^{P_{np}^0} + 0,1 \cdot P_{np}^0; \quad (6)$$

$$z_n = (0,4 \cdot \lg 1,375 + 0,73)^{0,0208} + 0,1 \cdot 0,0208 = 0,997 ;$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg T_{np}^p + 0,73)^{P_{np}^p} + 0,1 \cdot P_{np}^p;$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg 1,491 + 0,73)^{1,493} + 0,1 \cdot 1,493 = 0,865.$$

Определяем объёмный расход газа по формуле 7:

$$q = \frac{Q \cdot Z_p \cdot 10^6}{P \cdot Z_H \cdot 86400 \cdot 9.8}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (7)$$

где Q – расход газа при н.у. млн. м³/сут;

P – давление в расчетном участке шлейфа, МПа;

Z_p, Z_H – коэффициенты сверхсжимаемости при р.у. и н.у.

$$q = \frac{0,394 \cdot 0,865 \cdot 10^6}{7,29 \cdot 0,997 \cdot 86400 \cdot 9.8} = 0,055 \text{ м}^3/\text{с},$$

Внутренний диаметр трубопровода определим по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{q}{0,785 \cdot \omega}}, \quad (8)$$

где ω – скорость потока в шлейфе, м / с.

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{0,055}{0,785 \cdot 1,5}} = 217 \text{ мм}.$$

Фактические значения диаметров газопровода представлены в таблице А.1 приложения А.

$d_{\text{н}}$ наружный диаметр = 273 мм.

$d_{\text{н}}$ толщина стенки = 13 мм.

$d_{\text{вн}}$ внутренний диаметр = 247 мм.

Фактическая скорость потока:

$$\omega = \frac{q}{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2}, \quad (9)$$

где $d_{\text{вн}}$ – фактический внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{0,055}{0,785 \cdot 0,247^2} = 1,498 \text{ м/с}.$$

Наружный диаметр трубопровода:

$$d_{\text{н}} = d_{\text{вн}} + 2 \cdot (\delta_{\text{т}} + \delta_{\text{из}}), \quad (10)$$

где $\delta_{\text{т}}, \delta_{\text{из}}$ – толщины стенок трубы и изоляции соответственно, м.

$$d_{\text{н}} = 217 + 2 \cdot (13 + 50) = 343 \text{ мм}.$$

Принимаем $d_{\text{н}} = 273 \text{ мм}$.

Общий коэффициент теплопередачи:

Принимаем $K = 1,75 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$, так как параметры грунта неизвестны.

Определяем плотность газа в рабочих условиях ρ_p .

$$\rho_p = \frac{\rho_0 \cdot z_n \cdot T_n \cdot P_p}{P_n \cdot z_p \cdot T_p}, \quad (11)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

P_p – рабочее давление, МПа;

T_p – рабочая температура, К;

T_n – температура при нормальных условиях, 293К;

P_n – давление при нормальных условиях, 0,102МПа;

z_p, z_n – коэффициенты сверхсжимаемости газа при р.у. и н.у.

$$\rho_p = \frac{0,772 \cdot 0,997 \cdot 293 \cdot 7,29}{0,1013 \cdot 0,865 \cdot 296} = 63,41 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость смеси в нормальных условиях:

$$\mu_0 = \sum_{i=1}^n \mu_{0i} \cdot y_i, \quad (12)$$

где μ_{0i} – вязкость i -го компонента в нормальных условиях, мПа · с.

$$\begin{aligned} \mu_0 = & 1,05 \cdot 0,9339 + 0,87 \cdot 0,0434 + 0,76 \cdot 0,012 + 0,7 \cdot 0,00156 + 0,7 \\ & \cdot 0,00154 + 0,65 \cdot 0,000196 + 0,63 \cdot 0,000143 + 0,62 \cdot 0,00001 \\ & + 0,526 \cdot 0,000075 + 0,714 \cdot 0,000059 + 1,39 \cdot 0,0031 + 1,7 \\ & \cdot 0,00395 + 1,8 \cdot 0,000067 = 1,041 \cdot 10^{-12} \text{ мПа} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Вязкость смеси в рабочих условиях определим по графику А.1 приложения А.

$$\mu_p = 0,0125 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Определяем число Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega \cdot d_{\text{вн}}}{10^3 \cdot \nu} = \frac{\omega \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_p}{10^3 \cdot \mu}, \quad (13)$$

где ω – средняя скорость газа в шлейфе, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_p – плотность потока при р.у., кг/м³;

ν – кинематическая вязкость потока, м/с.

μ – динамическая вязкость потока, Па·с;

$$Re = \frac{1,498 \cdot 217 \cdot 963,41}{10^3 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3}} = 147243,9$$

По таблице А.2 приложения А, определим значение эквивалентной абсолютной шероховатости труб:

$$K_{ш} = 500 \text{ мкм.}$$

По формуле 14 найдем коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot K_{ш}}{10^3 \cdot d_{вн}} \right)^{0,2}, \quad (14)$$

где $K_{ш}$ – шероховатость стен труб, мкм.

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{147243,9} + \frac{2 \cdot 500}{10^3 \cdot 217} \right)^{0,2} = 0,0238.$$

Далее необходимо рассчитать удельную теплоемкость газовой смеси при рабочей температуре и атмосферном давлении. Значения удельной теплоемкости компонентов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Значения удельной теплоемкости компонентов

Компонент	$c_p^0, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
CH ₄	2,22
C ₂ H ₆	1,73
C ₃ H ₈	1,57
iC ₄ H ₁₀	1,5
nC ₄ H ₁₀	1,5
iC ₅ H ₁₂	1,45
nC ₅ H ₁₂	1,45
C ₅₊	1,42
C ₇₊	1,68
CO ₂	0,846
N ₂	1,043
He	0,859
$c_{pсм}^0 = \sum (c_{pi}^0 \cdot y_i)$	2,1793

$$c_{pсм}^0 = \sum_{i=1}^n c_{pi}^0 \cdot y_i, \quad (15)$$

$$\begin{aligned} c_{pсм}^0 &= 2,22 \cdot 0,9339 + 1,73 \cdot 0,0434 + 1,57 \cdot 0,012 + 1,5 \cdot 0,00156 + \\ &+ 1,5 \cdot 0,00154 + 1,45 \cdot 0,000196 + 1,45 \cdot 0,000143 + 1,42 \cdot 0,00001 + \\ &+ 1,68 \cdot 0,000075 + 0,846 \cdot 0,0031 + 1,043 \cdot 0,00395 + 0,859 \cdot 0,000067 = \\ &= 2,1793. \end{aligned}$$

Определим поправку к теплоемкости при рабочем давлении по рисунку А.2 приложения А.

$$\Delta C_p = 9,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Теплоемкость смеси при рабочих параметрах:

$$C_p = c_{pсм}^0 \cdot M + \Delta C_p, \quad (16)$$

где M – молекулярная масса газовой смеси, $M = 17,281$ кг/ кмоль .

$$C_p = 2,1793 \cdot 17,281 + 9,5 = 47,16 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Определяем параметр Шухова:

$$a = \frac{262,3 \cdot K \cdot dn}{Q \cdot \Delta C_p \cdot 10^6}; \quad (17)$$

где K – коэффициент теплопередачи транспортируемого газа к окружающей среде, Вт/(м² °С);

C_p – теплоемкость изобары газа, кДж/кг;

dn – наружный диаметр газопровода, мм.

$$a = \frac{262,3 \cdot 1,75 \cdot 343}{0,394 \cdot 0,55 \cdot 47,16 \cdot 10^6} = 0,0154 \text{ Вт/м}^2\text{С}$$

По формуле 18 определим среднюю температуру газа на расчетном участке:

$$T_{ср} = T_{гр} + \frac{T_n - T_{гр}}{a \cdot l} \cdot (1 - e^{-al}), \quad (18)$$

где $T_{ср}$ – средняя температура грунта на рассчитываемом участке, К;

T_n – температура на начальном участке газопровода, К;

$T_{гр}$ – температура грунта на глубине прокладки трубопровода, К;

a – параметр Шухова.

e – основание натуральных логарифмов, $e=2,718$;

$$T_{ср} = 233 + \frac{296 - 233}{0,154 \cdot 10,96} \cdot (l - e^{-0,0154 \cdot 10,96}) = 290,968 \text{ К}$$

Определяем давление газа на входе в УКПГ

$$P_1 = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta T_{ср} \cdot z_p \cdot l}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{BH}^5}} \quad (19)$$

где P_H – давление газа в начале трубопровода, МПа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;

$T_{ср}$ – средняя температура в трубопроводе, К;

l – длина трубопровода, км;

Δ – относительная плотность газа при н.у.

$$P_1 = \sqrt{10^2 - \frac{0,394^2 \cdot 0,0238 \cdot 0,55 \cdot 290,968 \cdot 0,865 \cdot 10,96}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot 217^5}} = 7,211 \text{ МПа.}$$

Определяем среднее давление в шлейфе :

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (20)$$

где P_H, P_K – давление в начале и конце газопровода, МПа.

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{7,211}{7,29 + 7,211} \right) = 7,251 \text{ МПа.}$$

Обобщенную функцию коэффициента Джоуля – Томпсона определим по графику А.3 приложения А.

$$\left[\frac{P_{кр}}{T_{кр}} \cdot \mu \cdot C_{рсм} \right] = 1.$$

По формуле 21 вычисляем коэффициент Джоуля – Томсона:

$$D_i = \frac{\frac{T_{ПК}}{P_{ПК}} \cdot \left[\frac{P_{ПК}}{T_{ПК}} \cdot D_i \cdot C_{PCC} \right]}{C_{PCC}^0 + \Delta C_{PCC}}; \quad (21)$$

$$D_i = \frac{\frac{198,57}{4,88} \cdot 1}{47,16} = 0,863 \text{ }^{\circ}\text{C/МПа.}$$

Определяем температуру газа на входе в УКПГ:

$$T_l = T_{гр} + (T_n - T_{гр}) \cdot e^{-al} - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot a \cdot l \cdot P_{ср}} \cdot (1 - e^{-al}); \quad (22)$$

D_i – эффект Джоуля – Томпсона, $^{\circ}\text{C/МПа}$;

$P_{ср}$ – среднее значение давления на расчетном участке трубопровода.

$$T_l = 233 + (296 - 233) \cdot e^{-10,96 \cdot 0,154} - 5,58 \frac{7,29 - 7,211}{2 \cdot 0,0154 \cdot 10,96 \cdot 7,251} \cdot (1 - e^{-10,96 \cdot 0,154}) = 286,149 \text{ К.}$$

По графику А.4 приложения А используя значения P_r , определим температуру гидратообразования. $T_{го} = 290 \text{ К.}$

Результаты расчетов температуры и давления газа по всей длине шлейфа приведены в таблице 6. График распределения температуры по длине шлейфа показан на рисунке 8.

Таблица 6 – Температура и давление газа по всей длине трубопровода

L, км	T, К	P, МПа	$T_{го}$, К
1	294,9695784	7,282863	290
2	294,0216714	7,27572	290
3	293,0882587	7,268569	290
4	292,1691186	7,261411	290
5	291,264033	7,254246	290
6	290,3727868	7,247074	290
7	289,4951686	7,239895	290
8	288,63097	7,232709	290
9	287,7799858	7,225516	290
10	286,9420139	7,218315	290
10,96	286,1496183	7,211396	290

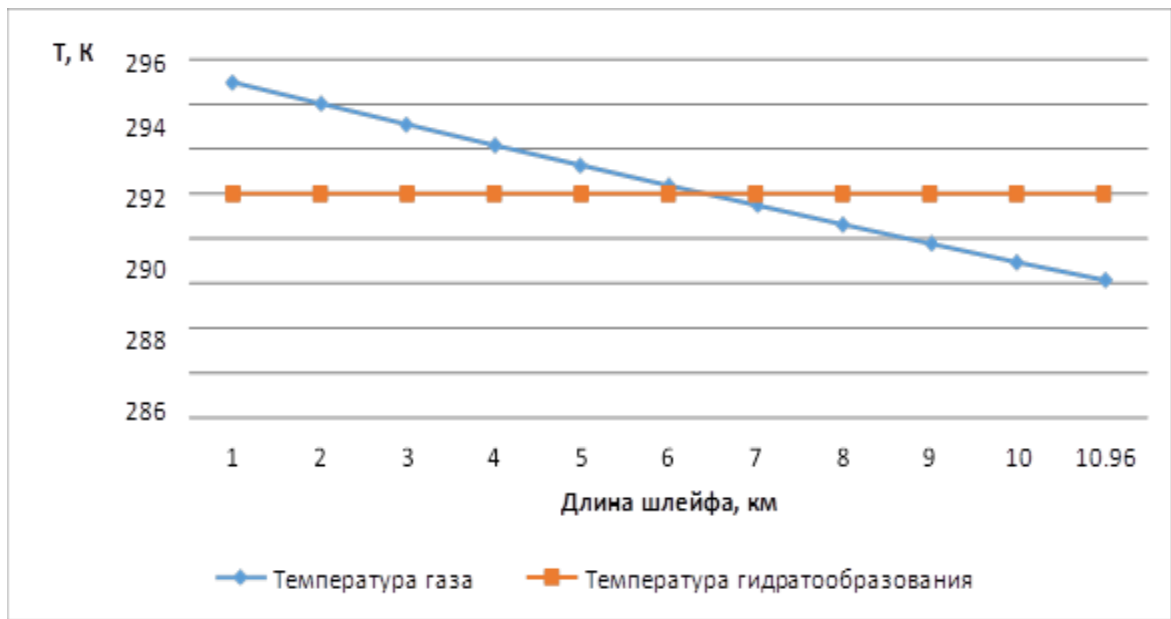


Рисунок 8 – График распределения температуры и равновесной температуры гидратообразования по длине шлейфа в зимнее время

Вывод: так как кривая распределения температуры газа пересекает кривую гидратообразования, то в данный шлейф для борьбы с гидратообразованием необходимо подавать метанол.

3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования

Промысловые данные для расчета:

Газ транспортируется от скважин до УКПГ относительной плотностью $\rho_{\text{п}}$. $P_1=7,3$ МПа давление на устье скважин, $T_1=297$ К температура. Газ охлаждается до $T_2=286,15$ при транспортировании. $P_2=7,212$ МПа давление газа на входе в УКПГ. Для борьбы с образованием гидратов в шлейф подается $X_1=85$ %-ый раствор метанола.

Рассчитаем расход метанола G .

1.Используя значения рабочего давления P_p , находим температуру гидратообразования по графику А.3 приложения А,

$$T_r = 17^\circ$$

2.Рассчитаем снижение температуры гидратообразования по формуле 23.

$$\Delta t = T_r - T_p; \quad (23)$$

$$\Delta t = 17 - 13 = 4^\circ\text{C}.$$

3. Массовая концентрация метанола в отработанном растворе (X_2), обеспечивающее снижение температуры образования гидратов на $\Delta t^\circ\text{C}$ с помощью графика А.4 приложения А:

$$X_2 = 7,5 \text{ \%}.$$

4. Рассчитаем массовое содержание метанола в отработанном растворе:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (24)$$

где $M = 32$ кг/моль- молекулярная масса метанола;

$K = 1220$ - коэффициент подбираемый от характера раствора.

$$X_2 = \frac{32 \cdot 4}{1220 + 32 \cdot 4} = 0,095 = 9,5 \text{ \%}.$$

X_2 будет равен 11,4 %.

5. Количество воды в жидкой фазе определится по формулет 25:

$$W = b_1 - b_2 + \Delta b, \quad (25)$$

где b_1 – влагосодержание газа в начальной точке, кг/1000 м³.

b_2 – влагосодержание газа в расчетной точке, кг/1000 м³.

$\Delta b = 0$ - количество капельной влаги в газе в начальной точке, кг/1000 м³.

Значения влагосодержание газа в начальной точке b_1 и влагосодержание газа в расчетной точке b_2 находятся по формуле:

$$b = \frac{A}{10 \cdot P} + B, \quad (26)$$

где A - влагоемкость идеального газа при $P_{\text{атм}}$, г/м³.

P - давление газа, МПа;

B – коэффициент разницы влагосодержания между реальным и идеальным газами, г/м³:

Значения A и B определяются из таблицы А.2 приложения А.

$$A_1 = 21,525 \text{ г/м}^3, B_1 = 0,1285 \text{ г/м}^3;$$

$$A_2 = 11,71 \text{ г/м}^3, B_2 = 0,0822 \text{ г/м}^3;$$

$$b_1 = \frac{21,525}{10 \cdot 7,29} + 0,01285 = 0,41798;$$

$$b_2 = \frac{11,71}{10 \cdot 7,211} + 0,00822 = 0,2414;$$

$$W = 0,41798 - 0,2414 = 0,17658 \frac{\text{кг}}{\text{тыс. м}^3}.$$

6.Количество раствора метанола нужное для насыщения жидкой фазы:

$$\sigma_{\text{ж}} = \frac{W \cdot X_2}{X_1 - X_2}; \quad (27)$$

$$\sigma_{\text{ж}} = \frac{0,17658 \cdot 0,061139}{0,85 - 0,1139} = 0,02734 \frac{\text{кг}}{\text{тыс. м}^3}$$

7.Количество метанола нужное для насыщения газовой фазы при температуре T_2 и давлении P_2 :

$$g_{\text{г}} = 0,1 \cdot a \cdot X_2, \quad (28)$$

Где a – отношение содержания ингибитора, который необходим для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном водном растворе. Значение a определим по графику А.5 приложения А.

Принимаем значение $a = 0,030 \frac{\text{кг/100м}^3}{\% \text{ масс.}}$

$$g_{\text{г}} = 0,1 \cdot 0,03 \cdot 0,1139 = 0,00342 \frac{\text{кг}}{\text{тыс. м}^3}$$

Рассчитываем количество раствора метанола,растворившемуся в конденсате:

$$q_{\text{к}} = \frac{G_{\text{к}} K}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot t + \ln(0,000143 \cdot X_2 + 0,00486 \cdot X_2)), \quad (29)$$

где $G_{\text{к}}$ – масса конденсата, содержащегося в 1000 м³ газ;

K – коэффициент,который зависит от мол. массы массы конденсата,

$$K = 0,000143 \cdot M_{\text{к}}^2 - 0,0414 \cdot M_{\text{к}} + 3,174,$$

где $M_{\text{к}}$ – молекулярнаямасса конденсата, $M_{\text{к}}=71 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$

$$K = 0,000143 \cdot 71^2 - 0,0414 \cdot 71 + 3,174 = 0,9555$$

$$q_k = \frac{110 \cdot 0,955}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot 23 + \ln(0,000143 \cdot 0,1139 + 0,00486 \cdot 0,1139)) = 0,001845 \frac{\text{кг}}{\text{тыс. м}^3}$$

Общий расход метанола составит:

$$G = g_{\text{ж}} + g_{\text{г}} + g_{\text{к}}. \quad (30)$$

$$G = 0,02734 + 0,00342 + 0,001845 = 0,02952 \frac{\text{кг}}{\text{тыс. м}^3}.$$

Вывод: При расчете необходимого количества метанола, было определено, что при заданных условиях работы шлейфа расход метанола составляет 0,02952 кг/1000 м³, а проектом предусмотрено 0,041 кг/1000 м³.

3.5 Технологический расчёт абсорбера УКПГ-1В на разных стадиях разработки до перехода на одnoreагентную систему

Первоначально на УКПГ-6 было запланировано использовать в качестве абсорбента диэтиленгликоль (ДЭГ), но его высокая стоимость (52000 руб. за тонну), сложность и экономическая неэффективность процесса регенерации для повторного использования, predetermined в 1997 году переход УКПГ-6 на одnoreагентную систему подготовки пластового газа – абсорбцию ДЭГом заменили на отдувку ВМР, метанол стал использоваться как в качестве абсорбента, так и в качестве ингибитора гидратообразования, что позволило упростить систему регенерации реагентов на УКПГ.

Произведём расчёт абсорбера сначала при условии использования в качестве абсорбента диэтиленгликоля (ДЭГ), затем при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора (ВМР). Сравним основные показатели работы аппарата при разных абсорбентах. Исходные данные, которые будут необходимы для расчётов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета

Наименование, обозначение, единица измерения	Значение
Производительность Q_{Γ} , м ³ /ч (млн. м ³ /сут.) при условии $P=0,1013$ МПа; $t=0$ °C	46667
Рабочее давление P_p , МПа	8,7
Рабочая температура t , °C	22
Точка росы осушенного газа при $t = 20^{\circ}\text{C}$, t_p , °C	-20
Точка росы осушенного газа при $t = 40^{\circ}\text{C}$, t_p , °C	-10
Плотность газа ρ_{Γ} , кг/м ³	68,62
Плотность метанола ρ_m , кг/м ³	793
Плотность ДЭГа $\rho_{\text{ДЭГ}}$, кг/м ³	1100
Поверхностное натяжение воды $\sigma_{\text{ж}}$, Н/м	0,072
Поверхностное натяжение метанола σ_m , Н/м	0,024
Поверхностное натяжение ДЭГа $\sigma_{\text{ДЭГ}}$, Н/м	0,047
Количество жидкости, поступающий газом $Q_{\text{ж}}$, м ³ /час	4,7
Массовая доля регенерированного метанола X_{1m} , %	96
Массовая доля регенерированного ДЭГа X_{2m} , %	76
Массовая доля насыщенного ДЭГа $X_{1д}$, %	99,6
Массовая доля насыщенного ДЭГа $X_{2д}$, %	96

Для того, чтобы рассчитать количество теоретических тарелок аппарата необходимо построение равновесной линии водяного пара и раствора ДЭГа и рабочей линии адсорбции.

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта $t = 40$ °C. Равновесную линию построим по таблице 8.

На рисунке 9 рабочей линией является линия АВ. Точка А это конечная точка осушки газа. В точке А концентрация ДЭГа составляет – 99,5 % вес., т.е. содержание влаги ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В это начальная точка осушки. Концентрация ДЭГа в точке В составляет 97 % вес., значит влагосодержание ДЭГ – 3 % вес.

В т. А содержание влаги в газе – 0,05 г/м³, точка росы – минус 10 °С. В т. В содержание влаги в газе – 0,88 г/м³, что точка росы – 40 °С.

Таблица 8– Влагосодержание ДЭГа и газа

Влагосодержание ДЭГ, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы,	-18	-11	-6	0	3	6	12
Влагосодержание газа, г/м	0,032	0,051	0,073	0,099	0,122	0,145	0,198

Теоретическое количество ступеней контакта можем определить при построении ступенчатой ломанной линии между линиями равновесной и рабочей и получаем равным 1,9. КПД сепарационных тарелок принимаем равным 0,45. Количество рабочих тарелок.

$$n_T = \frac{n'_m}{\eta}, \text{ шт.} \quad (31)$$

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$

где n'_m число теоретических тарелок, шт;

η - КПД сепарационных тарелок;



1-рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 9 – Построение равновесной и рабочей линий при $t = 40\text{ °С}$

По данным таблицы 9 ,делаем построение равновесной линии.

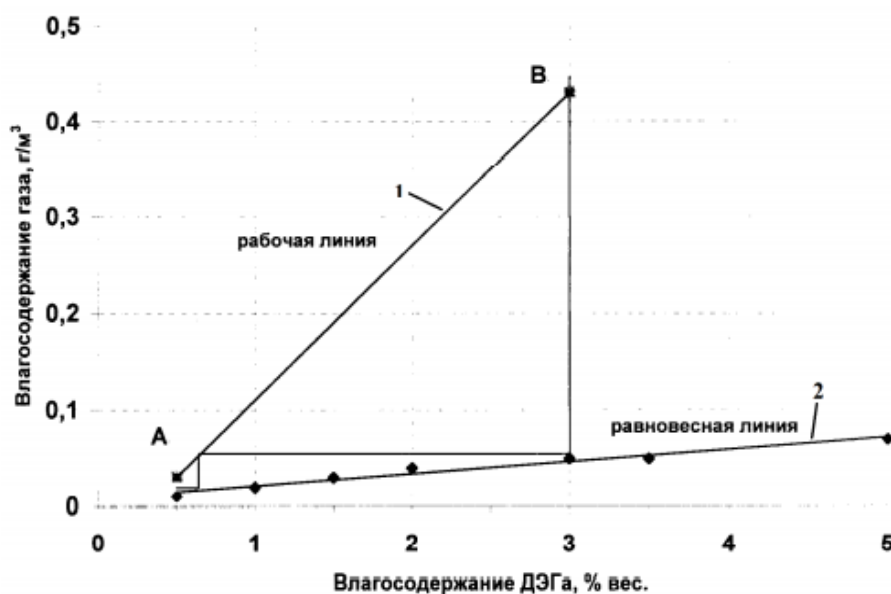
Таблица 9 – Влагосодержание ДЭГа и газа

Влагосодержание ДЭГа, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы,	-29	-22	-18	-14	-11	-9	-6
Влагосодержание газа, г/м	0,013	0,022	0,029	0,039	0,047	0,054	0,067

На рисунке 10 рабочей линией является линия АВ. Точка А _это конечная точка осушки газа. Концентрация ДЭГа в точке А составляет 99,5 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В это начальная точка осушки. Концентрация ДЭГа в точке В составляет 97 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГа составляет 3 % вес.

В т. А содержание влаги в газе – $0,027 \text{ г/м}^3$, значит точка росы – минус 20°C . В т. В содержание влаги – $0,33 \text{ г/м}^3$, точка росы – 20°



С.

1-рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 10 - Построение равновесной и рабочей линии при $t = 20^\circ\text{C}$.

Теоретическое число ступеней контакта, после построения ломанной ступенчатой линии между равновесной линией и рабочей , получаем равным 1,9.

КПД контактно-сепарационных тарелок примем равным 0,45. Тогда число рабочих тарелок:

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$

Для абсорбера принимаем число рабочих тарелок равной 5 шт.

Расчёт количества ДЭГ

Исходные данные для расчета количества регенерированного ДЭГа: температура контакта $t = 20^\circ\text{C}$, точка росы – минус 20°C , давление – 7,7 МПа.

Значения А и В определяются по таблице А.2 приложения А.

$$W_1 = \frac{A_1}{P \cdot 10} + B_1, \quad (32)$$

где А, В – коэффициенты влагосодержания.

$$W_1 = \frac{17,88}{7,6 \cdot 10} + 0,112 = 0,323 \text{ г/м}^3. \quad (33)$$

Влагосодержание газа при $t = -20^\circ\text{C}$:

$$W_2 = \frac{A_2}{P \cdot 10} + B_2, \quad (34)$$

$$W_2 = \frac{0,96}{8,5 \cdot 10} + 0,0134 = 0,0247 \text{ г/м}^3.$$

Количество влаги, поглощаемое при осушке G_B , кг/ч:

$$G_B = \frac{1,1 \cdot Q_{\Gamma} \cdot (W_1 - W_2)}{24 \cdot 10^3}, \quad (35)$$

$$G_B = \frac{1,1 \cdot 10 \cdot (0,322 - 0,0247)}{24 \cdot 10^3} = 137,26 \text{ кг/ч.}$$

Необходимое количество метанола $Q_{\text{РДЭГ}}$, м³/ч:

$$Q_{\text{РДЭГ}} = \frac{G_B \cdot X_2}{(X_1 - X_2) \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{РДЭГ}} = \frac{136,26 \cdot 97}{2,5 \cdot 1110} = 4,763 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Расчёт массообменной секции

Диаметр аппарата: принято $D = 1,8$ м.

Кол-во контактносепарационных изделий, располагаемых на тарелке: принято (конструктивно) $n_{k-c} = 159$ шт.

d_{k-c} диаметр устройства принимаем равным $0,06$ м. F_{k-c} м² площадь сечения рассчитываем :

$$F_{k-c} = 0,785 \cdot d_{k-c}^2 \quad (37)$$

$$F_{k-c} = 0,785 \cdot 0,06^2 = 0,00283 \text{ м}^2.$$

Фактор скорости в контактных элементах:

- номинальный – $\Phi_{ном.} = 24,2$;
- максимальный – $\Phi_{max} = 24,2 \cdot 1,1 = 26,6$
- минимальный – $\Phi_{min.} = 12$.

Скорость газа в контактных элементах $W_{ном}$, м/с:

$$W_{ном} = \frac{\Phi_{ном}}{\rho^{0,5}}, \quad (38)$$

$$W_{ном} = \frac{\Phi_{ном}}{\rho^{0,5}} = \text{м/с},$$

$$W_{ном} = \frac{\Phi_{ном}}{\rho^{0,5}} = \text{м/с},$$

$$W_{ном} = \frac{\Phi_{ном}}{\rho^{0,5}} = \text{м/с}.$$

Максимальная объёмная производительность секции Q_{max} , м³/сут:

$$Q_{max} = W_{max} \cdot n_{k-c} \cdot F_{k-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z'}, \quad (39)$$

$$Q_{max} = 3,247 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 4905560,9 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

Минимальная объёмная производительность секции Q_{min} , м³/сут:

$$Q_{min} = W_{min} \cdot n_{k-c} \cdot F_{r-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z'}, \quad (40)$$

$$Q_{min} = 3,247 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 4905560,9 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Выходная сепарационная секция

Критическая скорость газа в сепарационном элементе $W_{кр}$, м/с:

$$W_{кр} = T_s \cdot C_c \cdot \sqrt[4]{\frac{g \cdot \sigma_{дЭГ}}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (41)$$

где T_s – коэффициент структурных изменений газожидкостного потока; $TS=12$;

C_c – коэффициент увеличения скорости;

$$C_c = \left(\frac{y}{y_э}\right)^{0,14}, \quad (42)$$

$y = 0,4 \dots 0,6$;

$y_э$ – эффективная величина уноса.

$$y_э = f \left(10 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma}{\rho_{\Gamma}}} \right) = 0,07, \quad (43)$$

$$C = \left(\frac{0,5}{0,07} \right)^{0,14} = 1,32.$$

Поверхностное натяжение $\sigma_{дЭГ}$ при рабочем давлении $\sigma_{дЭГ}$, Н/м:

$$\sigma_{дЭГ} = [(\sigma_{дЭГ}^0 + 1) - (P \cdot 10)^{0,65}] \cdot 10^{-3}, \quad (44)$$

$$\sigma_{дЭГ} = [(\sigma_{дЭГ}^0 + 1) - (P \cdot 10)^{0,65}] \cdot 10^{-3} = 0,029$$

$$W_{кр} = 12 \cdot 1,32 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 0,029}{67,63}} = 4,034 \text{ м/с.}$$

Количество элементов на тарелке принято $n_c = 8$.

Максимальная производительность выходной сепарационной секции

Q''_{max} , м³/сут:

$$Q''_{max} = W_{кр} \cdot n_c \cdot f_c \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z'}, \quad (45)$$

$$Q''_{max} = W_{кр} \cdot n_c \cdot f_c \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z} = 11599007,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки $\Delta P_{\text{ВЫХ}}$, МПа:

$$\Delta P_{\text{ВЫХ}} = \frac{W_{\text{д.ВЫХ}}^2 \cdot \rho_{\Gamma}}{2 \cdot g}, \quad (46)$$

Где ζ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления выходной сепарационной секции; $\zeta_1 = 9$;

$W_{\text{д.ВЫХ}}$ – скорость на выходе с насадки, м/с;

$$W_{\text{д.ВЫХ}} = 1,1 \cdot \frac{q_{\text{сек}}}{f_c \cdot n_c}, \quad (47)$$

где $q_{\text{сек}}$ – объемная секундная производительность, м³/с;

$$q_{\text{сек}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ном}} \cdot \frac{T \cdot Z \cdot P_0}{86400 \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot P}, \quad (48)$$

$$W_{\text{д.ВЫХ}} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{0,0481 \cdot 8} = 4,22 \text{ м/с};$$

$$\Delta P_{\text{д.ВЫХ}} = 9 \cdot \frac{4,22^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 552,5 \text{ мм вод. ст.} = 0,005418 \text{ МПа.}$$

Расчёт входной сепарационной секции

Скоростьнабегания газа наверхтикальную кольцевую сетку $W_{\text{кр}}$, м/с:

$$W_{\text{кр}} = A \cdot C_f \cdot C_e \cdot K \cdot [(g \cdot \sigma_{\text{ж}} \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\Gamma})) / \rho_{\Gamma}^2]^{1/4}, \quad (49)$$

где A – коэффициент увеличения скорости для вертикальной кольцевой насадки; $A=1,5$; C_f – коэффициент, учитывающийсжатость объёма;

$$C_f = f\left(\frac{h'}{b'}\right), \quad (50)$$

где h' – расстояние от сетки до ограничивающейповерхности, м; $h' = 0,1$ м; b' – высота насадки, м; $b' = 0,76$ м;

$C_f = 0,85$.

C_e – коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости:

$$C_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}} \quad (51)$$

где e_0 - начальное содержание жидкости, $\text{см}^3 / \text{м}^3$;

$$e_0 = \frac{24 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6}, \quad (52)$$

$$e_0 = \frac{24 \cdot 4,6 \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6} = 10,04 \text{ см}^3 / \text{см}^3$$

$$C_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}} = 1,367.$$

k - коэффициент устойчивости режимов течения от давления; $k = 0,51$.

$$W_{\text{кр}} = 1,5 \cdot 0,85 \cdot 1,367 \cdot 0,51 \cdot \left[9,81 \cdot 0,029 \cdot \frac{1110 - 67,63}{67,63^2} \right]^{\frac{1}{4}} = 0,449 \text{ м/с}.$$

Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки $F_{\text{КВ}}^1$, м^2 :

$$F_{\text{КВ}}^1 = \frac{q_{\text{сек}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (53)$$

$$F_{\text{КВ}}^1 = \frac{1,477}{0,793} = 1,863 \text{ м}^2.$$

Расчётная высота насадки b_p , м:

$$b_p = \frac{F_{\text{КВ}}^1}{\pi \cdot D_{\text{ср}}}, \quad (54)$$

где $D_{\text{ср}}$ - средний диаметр насадки, м; $D_{\text{ср}} = 1,36$ м;

$$b_p = \frac{1,863}{3,14 \cdot 1,36} = 0,436 \text{ м}.$$

Необходимое условие:

$$b_p < b;$$

Действительная поверхность набегания кольцевой вертикальной насадки $F_{\text{КВ}}$:

$$F_{\text{КВ}} = \pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot b, \quad (55)$$

$$F_{\text{КВ}} = 3,14 \cdot 1,36 \cdot 0,75 = 3,2 \text{ м}^2.$$

Максимальная пропускная способность секции Q'_{max} , м³/сут:

$$Q'_{max} = W_{кр} \cdot F_{кв} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z'}$$

$$Q'_{max} = 0,449 \cdot 3,2 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 10725096 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчет фильтр-патронов выходной секции

Расчет фильтр-патронов выходной секции : $n_\phi = 111$ шт.

Свободное сечение между фильтрующими патронами $F_{св}$, м² :

$$F_{св} = 0,786 \cdot D^2 - (n_\phi \cdot d^2), \quad (56)$$

где d_ϕ – диаметр фильтрующего патрона, м; $d_\phi = 0,105$ м;

$$F_{св} = 0,786 \cdot (1,8^2 - 111 \cdot 0,105^2) = 1,583 \text{ м}^2.$$

Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтрующих патронов $W_{св}$, м/с:

$$W_{св} = \frac{q_{сек}}{F_{св}}, \quad (57)$$

$$W_{св} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{1,583} = 1,026 \text{ м/с.}$$

Коэффициент $K_{св}$:

$$K_{св} = W_{св} \cdot \frac{(\rho_\Gamma)^{1/2}}{[g \cdot \sigma_{дэг}(\rho_{дэг} - \rho_\Gamma)]^{1/4}}, \quad (58)$$

$$K_{св} = W_{св} \cdot \frac{(\rho_\Gamma)^{\frac{1}{2}}}{[g \cdot \sigma_{дэг}(\rho_{дэг} - \rho_\Gamma)]^{\frac{1}{4}}} = 5,22.$$

Коэффициент $K'_{св}$:

$$K'_{св} = \frac{K_{св}}{K_{св.б}}, \quad (59)$$

$$K_{св.б} = f(P) = 1,94;$$

$$K'_{св} = \frac{5,22}{1,94} = 2,7$$

$$\text{Коэффициент } K'_\phi = f(K'_{св}) = 1,04.$$

Коэффициент $K_{\phi.6} = f(P) = 0,0735$.

Коэффициент K_{ϕ} :

$$K_{\phi} = K'_{\phi} \cdot K_{\phi.6}, \quad (60)$$

$$K_{\phi} = 1,04 \cdot 0,0735 = 0,07644.$$

Скорость фильтрации W_{ϕ} , м/с:

$$W_{\phi} = K_{\phi} \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma_{дэг}(\rho_{дэг} - \rho_{\Gamma})}{\rho_{\Gamma}^2} \right]^{1/4}, \quad (61)$$

$$W_{\phi} = K_{\phi} \cdot \left[\frac{9,811 \cdot 0,029(1110 - 67,63)}{67,63^2} \right]^{1/4} = 0,0387 \text{ м/с}.$$

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции Q''_{max} , м³/сут.

$$Q''_{max} = W_{\phi} \cdot K_{\phi} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (62)$$

где K_{ϕ} — действительная площадь фильтрации, м²;

$$F_{\phi} = n_{\phi} \cdot f_{\phi}, \quad (63)$$

где f_{ϕ} — площадь набегания на фильтрующий патрон, м²;

$$f_{\phi} = \pi \cdot d_{\phi} \cdot l_{\phi}, \quad (64)$$

где l_{ϕ} длина фильтрующих патронов, м; $l_{\phi}=1,05$ м;

$$f_{\phi} = 3,14 \cdot 0,105 \cdot 1,05 = 0,35 \text{ м}^2$$

$$F_{\phi} = 111 \cdot 0,35 = 38,85 \text{ м}^2;$$

$$Q''_{max} = 0,0387 \cdot 38,85 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 11205420,2 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра ΔP_{ϕ} , МПа:

$$\Delta P_{\phi} = \xi_{\phi} \cdot W_{\phi}^2 \cdot \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot g}, \quad (65)$$

где ξ_{ϕ} - коэффициент сопротивления фильтра; $\xi_{\phi} = 20$;

W'_{ϕ} - действительная скорость газа в коагулирующем фильтре, м/с;

$$W'_{\phi} = 1,1 \cdot \frac{q_{\text{сек}}}{F_{n\phi} \cdot n_{\phi}},$$

где $F_{\text{к}\phi}$ – площадь поперечного сечения когулирующего элемента по внутреннему диаметру, м;

$$F_{\text{к}\phi} = 0,786 \cdot d_{\text{вн}\phi}^2, \quad (66)$$

где $d_{\text{вн}\phi}$ – внутренний диаметр коагулирующего элемента, м; $d_{\text{вн}\phi} = 0,07$ м;

$$F_{\text{к}\phi} = 0,785 \cdot 0,07^2 = 0,00385 \text{ м}^2$$

$$W_{\phi}^1 = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00385 \cdot 111} = 3,725 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_{\text{вых}} = 20 \cdot \frac{3,724^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 957,38 \text{ мм. вод. ст.} = 0,009379 \text{ МПа.}$$

Расчет глухой тарелки

Диаметр эллиптического днища принимаем $D_{\text{гл}} = 1,3$ м.

Площадь сечения колонны $K_{\text{к}}$ м²:

$$K = 0,785 \cdot D^2, \quad (67)$$

$$K_{\text{к}} = 0,785 \cdot D^2 = 2,54 \text{ м}^2.$$

Площадь для прохода газа $K_{\text{г}}$, м²:

$$K_{\text{г}} = F_{\text{к}} \cdot 0,785 \cdot D_{\text{гл}}^2, \quad (68)$$

$$F_{\text{г}} = 2,54 - 0,785 \cdot 1,4^2 = 1,1 \text{ м}^2$$

Скорость газа в сечении $W_{\text{гл}}^2$, м/с :

$$W_{\text{гл}}^2 = 1,1 \cdot \frac{q_{\text{сек}}}{F_{\text{г}}}, \quad (69)$$

$$W_{\text{гл}}^2 = 1,1 \cdot \frac{1,447}{1,0014} = 1,59 \text{ м/с.}$$

Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке τ , мин:

$$\tau = \frac{H_{\text{НОМ}}}{W_{\text{ж}} \cdot 60}, \quad (70)$$

где $H_{\text{НОМ}}$ – корректируемый уровень жидкости на тарелке, м; $H_{\text{НОМ}} = 0,4$ м;

$W_{\text{ж}}$ – скорость движения жидкости в эллиптическом днище, м/с;

$$W_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{дэг}}}{86400 \cdot 0,785 \cdot D_{\text{гл}}^2}, \quad (71)$$

$$W_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{дэг}}}{86400 \cdot 0,785 \cdot D_{\text{гл}}^2} = 0,00086 \text{ м/с};$$

$$\tau = \frac{0,4}{0,00086 \cdot 60} = 7,55 \text{ мин.}$$

Разрешенное время пребывания жидкости на глухой тарелке $[\tau]$, мин:

$$[\tau] = 3; \tau > [\tau] \quad 7,55 > 3.$$

Проверка переливного устройства

Действительная величина стрелки слива: принимаем $h_{\text{сл}} = 0,126 \text{ м}$.

Действительная величина стрелки приёмного кармана: принимаем $h_{\text{пр}} = 0,186 \text{ м}$.

Расстояние между сливной и приёмной планками в сливном устройстве $y_{\text{п}}$, м:

$$y_{\text{п}} = h_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}, \quad (72)$$

$$y_{\text{п}} = 0,186 - 0,126 = 0,06 \text{ м.}$$

$$y > 0,04; \quad 0,06 > 0,04.$$

Расчет гидравлического сопротивления контактных тарелок

Перепад давления на тарелке $\Delta P_{\text{сух}}$, МПа:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сух}} = \xi_{\text{к}} \cdot W_{\text{max}}^2 \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{2 \cdot g}, \quad (73)$$

Где $\xi_{\text{к}}$ – коэффициент сопротивления контактной тарелки; $\xi_{\text{к}} = 8$;

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сух}} = 8 \cdot \frac{3,247^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 290,733 \text{ мм вод. ст.}$$

Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах $W_{\text{к-с}}$, м/с:

$$W_{\text{к-с}} = 1,1 \cdot \frac{q_{\text{сек}}}{F_{\text{к-с}} \cdot n_{\text{к-с}}}, \quad (74)$$

$$W_{\text{к-с}} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00283 \cdot 159} = 3,537 \text{ м/с.}$$

Основные показатели работы абсорбера приведены в таблице 10. Также в таблице представлены результаты расчета до поздней стадии разработки.

Вывод: анализируя работу абсорбера, можно сказать о стабильном режиме работы всего аппарата только на ранней стадии разработки. На ранней стадии выполняются все условия нормальной работы различных ступеней и секций абсорбера.

Анализ работу абсорбера на поздней стадии разработки показал, что при падении давления работа аппарата значительно ухудшается. Это связано с увеличением расхода ДЭГа с 4,763 м³/ч до 10,616 м³/ч, полного гидравлического сопротивления аппарата с 0,034 МПа до 0,0713 МПа, при том, что значение допустимого перепада давления равно 0,03 МПа.

Таблица 10 - Основные показатели работы абсорбера

Показатель	$P=8,5 \cdot 10^9$ Па, $t = 20^\circ\text{C}$	$P=5,0 \cdot 10^9$ Па $t = 20^\circ\text{C}$	$P=3,0 \cdot 10^9$ Па $t = 20^\circ\text{C}$
Количество регенерированного ДЭГ, м ³ /ч	4,764	6,988	10,626
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. м ³ /сут	10,735	6,070	3,649
Объемная производительность массообменной секции, млн м ³ /сут	10,928	6,123	3,672

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн м ³ /сут	11,699	6,569	3,825
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,037	0,04452	0,0687

3.6 Расчет абсорбера после перехода на одnoreагентную систему

Поскольку при переходе на одnoreагентную систему существенных изменений в конструкции абсорбера не производилось, расчет аппарата при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора допустимо провести по методике, изложенной выше, по формулам.

При замене ДЭГ на ВМР изменятся и некоторые исходные данные, в частности, плотность абсорбента и коэффициент поверхностного натяжения абсорбента ($\rho_{\text{ДЭГ}} = 1110 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{М}} = 792 \text{ кг/м}^3$), коэффициент поверхностного натяжения абсорбента $\sigma_{\text{ДЭГ}} = 0,046 \text{ Н/м}$, $\sigma_{\text{М}} = 0,023 \text{ Н/м}$),

Основные показатели абсорбера при использовании водометанольного раствора в качестве абсорбента отражены в таблице 11. В этой же таблице представлены результаты расчета для поздней стадии разработки.

Таблица 11 - Основные показатели работы абсорбера

Показатель	$P=8,5 \cdot 10^9 \text{ Па},$ $t = 20^\circ\text{C}$	$P=5,0 \cdot 10^9 \text{ МПа}$ $t = 20^\circ\text{C}$	$P=3,0 \cdot 10^9 \text{ МПа}$ $t = 20^\circ\text{C}$
Количество регенерированного ДЭГа, $\text{м}^3/\text{ч}$	4,763	6,998	10,616
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, $\text{млн. м}^3/\text{сут}$	10,725	6,080	3,549
Объемная производительность массообменной секции, млн $\text{м}^3/\text{сут}$	10,917	6,183	3,609
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, $\text{млн м}^3/\text{сут}$	11,599	6,589	3,835
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,034	0,0453	0,0685

Вывод: результаты расчётов абсорбера с использованием в качестве абсорбента метанола и ДЭГа показывают, что гидравлическое сопротивление аппарата и максимальные объемные производительности секций изменяются незначительно, в пределах нормы.

Анализируя результаты расчета работы абсорбера с использованием метанола и ДЭГа, можно сказать, что на всех режимах расход ДЭГа превышает расхода метанола в 6, что наглядно показано на рисунке 11.

Изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем (рисунок 12).

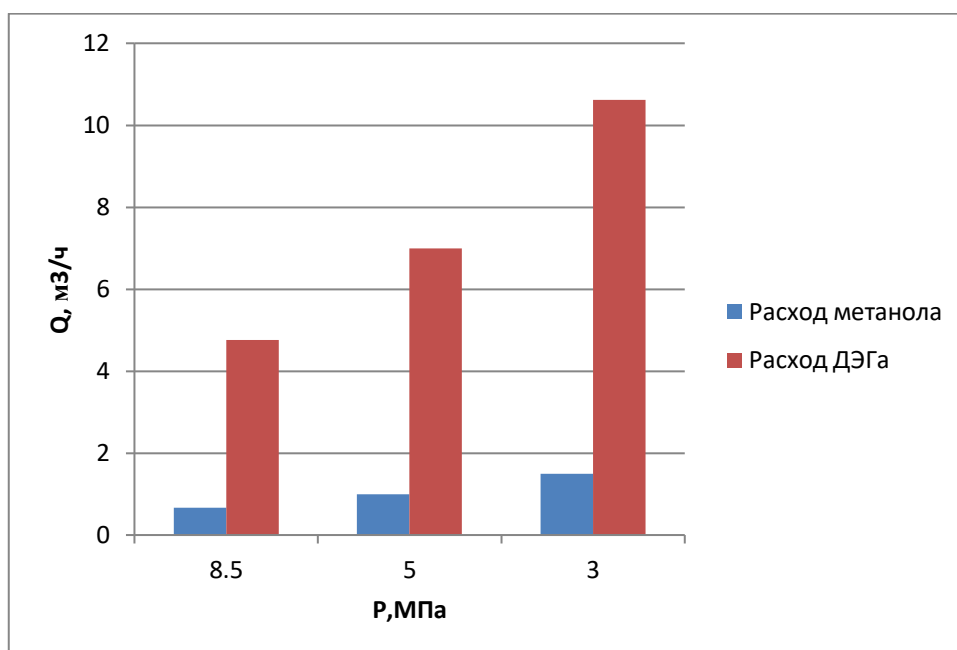


Рисунок 11 – Сравнительная гистограмма расходов абсорбентов

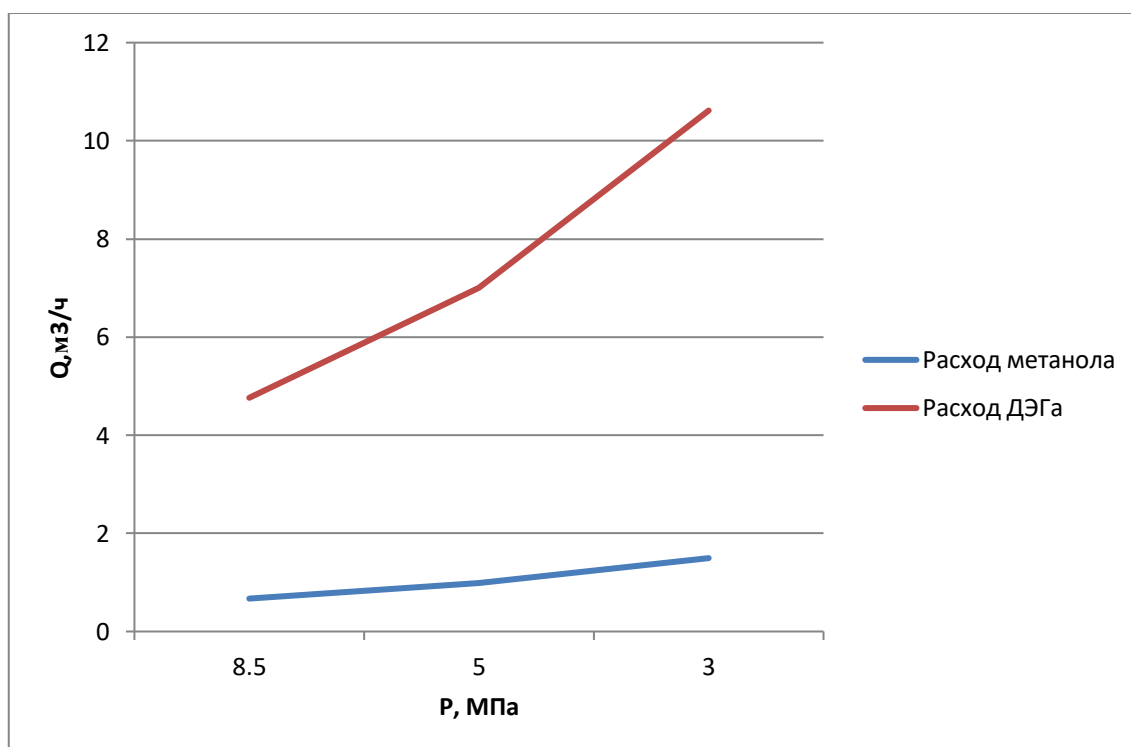


Рисунок 12 – Сравнительная диаграмма зависимости расхода абсорбента от давления

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения были взяты следующие ингибиторы гидратообразования:

1. метанол;
2. Диэтиленгликоль (ДЭГ);

Произведем детальный анализ конкурирующих ингибиторов гидратообразования с помощью оценочной карты (таблица 12).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i \quad (75)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i - вес показателя (в долях единиц);

Б_i - балл i -го показателя.

По данным результатов анализа можно сделать вывод, что ингибитор гидратообразования метанол обладает рядом преимуществ по сравнению с диэтиленгликолем.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _м	Б _{дэг}	К _м	К _{дэг}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Эффективность борьбы с гидратами	0,2	5	5	1	1
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	4	0,5	0,4
3. Простота внедрения	0,12	5	4	0,6	0,48
4. Надежность	0,12	4	3	0,48	0,36
5. Безопасность	0,12	4	3	0,48	0,36
Экономические критерии оценки эффективности					
6. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	5	0,5	0,5
7. Стоимость внедрения	0,12	5	3	0,6	0,36
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	5	4	0,6	0,48
Итого	1	38	34	3,76	2,94

SWOT анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научноисследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Данный анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Низкая стоимость С2. Длительный эффект С3. Применение на аналогичных месторождениях	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Длительное проведение эксперимента. Сл2. Низкий спрос. Сл3. Учет особенностей конкретного объекта разработки
Возможности: В1. Совершенствование технологии В2. Уменьшение удельного расхода ингибитора В3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон		
Угрозы: У1. Появление конкурентных решений У2. Метанол является ядом для организма У3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность исследования		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта (таблица 14).

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	+	+
	В2	-	0	+
	В3	+	-	+

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	0	-	0
	B3	-	0	+
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 15).

Таблица 15 – Итоговый SWOT – анализ

	Сильные стороны: С1. Высокая рентабельность С2. Полнота исследования С3. Высокая эффективность	Слабые стороны: Сл1. Длительное проведение эксперимента. Сл2. Необходимость регенерации метанола Сл3. Необходимость учета особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности: В1. Совершенствование технологии В2. Уменьшение удельного расхода ингибитора В3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	Высокая рентабельность и высокая эффективность позволит и дальше развиваться данной технологии	Актуальность и эффективность технологии показывает оправданность данного метода, несмотря на некоторые слабые стороны

Угрозы: У1. Появление конкурентных решений У2. Метанол является ядом для организма У3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность метода	Высокая рентабельность и эффективность, при сравнительно малых затратах, в ближайшее время вряд ли дадут заменить данный метод новым решениям	Необходимость учета условий конкретного месторождения и начало безгидратного режима могут стать существенной угрозой для проекта
--	---	--

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения работы сформирована группа из следующего состава: исследователь и научный руководитель. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность
1	Выбор направления исследований	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Исполнитель
		Календарное планирование работ	Руководитель
		Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
2	Составление тех. задания	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель
3	Теоретические исследования	Проведение теоретического анализа технических решений	Исполнитель
		Проведение расчетов	Исполнитель
4	Обобщение и оценка результатов	Оценка полученных результатов	Руководитель Исполнитель
5	Составление пояснительной записки	Оформление отчета	Руководитель Студент

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (76)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (77)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (78)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (79)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

При шестидневной рабочей неделе коэффициент календарности будет равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48.$$

Таблица 17 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{\min} , чел-дни	t_{\max} , дни	$t_{\text{ожі}}$, чел-дни			
Разработка алгоритма исследования	3	8	5	Руководитель Исследователь	5	8
Календарное планирование работ	3	6	3,2	Руководитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	15	20	6	Исследователь	17	25
Разработка и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	15	20	11	Исследователь	17	25
Проведение расчетов	15	20	11	Исследователь	17	25
Оценка полученных результатов	6	9	7,2	Руководитель Исследователь	4	6
Оформление отчета	5	15	9	Руководитель Исследователь	5	8

На основе таблицы 17 построим календарный план-график (таблица 18).

Таблица 18 – Календарный план – график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнитель и	Ткi, дни	Продолжительность работ											
				Февр		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Исследователь	8	<div></div>											
2	Календарное планирование работ	Руководитель	3	<div></div>											
3	Подбор и изучение литературы по теме	Исследователь	25		<div></div>										
4	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель	3				<div></div>								
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исследователь	25				<div></div>								
6	Проведение расчетов	Исследователь	25						<div></div>						
7	Оценка полученных результатов	Руководитель Исследователь	6									<div></div>	<div></div>		
8	Оформление отчета	Руководитель Исследователь	8										<div></div>	<div></div>	



- Руководитель



- Студент

4.3 Бюджет научно-технического исследования

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$З_m = (1 + k_m) \sum_{i=1}^m Ц_i N_{\text{расх } i}, \quad (80)$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$Ц_i$ – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 19 – Материальные затраты

Наименование	Едини- ница измере-ни	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы $З_m$, руб
Бумага для принтера	пачка	1	400	400
Ручка шариковая	шт	5	20	100
Карандаш	шт	5	10	50
Краска для принтера	шт	1	500	430
Итого, руб				980

Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Данный раздел включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 20 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Общая стоимость оборудования, руб
ПК	шт	1	30000	30000
Принтер	шт	1	8000	8000
Итого, руб				38000

Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата $Z_{\text{осн}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (81)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (82)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

k_p – районный коэффициент;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}}(1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

$Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент ($k_{\text{пр}} = 0,3$, т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т.е. 20% от $Z_{\text{тс}}$);

k_p – районный коэффициент (для Томска 1,3)

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (83)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Таблица 21 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$З_{\text{тс}}$, руб	k_p	k_d	k_p	$З_m$, руб	$З_{\text{дн}}$, руб	T_p , Ра б.д н	$З_{\text{осн}}$, руб	$k_{\text{доп}}$	$З_{\text{доп}}$, руб	Итого руб
Руководитель	12600	0,3	0,2	1,3	24570	1011	18	18198	0,12	2183,8	20381,8
Магистр	3800				7410	305	62	18910		2269,2	21179,2

Страховые взносы

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (84)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:

$$З_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (10150 + 1218) = 3081 \text{ руб.}$$

Стипендии студентов не облагаются страховыми выплатами.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18198	2183,8
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2 %	
Итого:		
Руководитель	5523,5	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{об}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (85)$$

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$З_{\text{накл}} = (980 + 38000 + 37108 + 4453 + 5523,5) \cdot 0,16 = 19512,72 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице.

Таблица 23 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
1. Материальные затраты НТИ	980	0,93
2. Затраты на специальное оборудование	38000	35,99
3. Затраты по основной заработной плате	37108	35,15
4. Затраты по дополнительной заработной плате	4453	4,22
5. Страховые взносы	5523,5	5,23
6. Накладные расходы	19512,72	18,48
Бюджет затрат НТИ	105577,22	

4.4 Определение экономической эффективности исследования

Расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол

Для определения средней цены на диэтиленгликоль (ДЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена-59000 руб/т; ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород, цена – 60000 руб/т; ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград, цена – 44000 руб/т; ООО«ПолиХимСтрой», г.Казань, цена-61000 руб/т; ООО «ТД Монолит», г. Уфа, цена – 85000 руб/т; ООО «Натолхим», г. Екатеринбург, цена-54000 руб/т. Расчет по формуле (86).

$$\begin{aligned} C_{\text{ДЭГ}} &= \frac{59000 + 60000 + 44000 + 61000 + 85000 + 54000}{6} & (86) \\ &= 60500 \text{ руб/т.} \end{aligned}$$

Для определения средней цены на метанол воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «Шиханы-Ойл», г. Уфа, цена -27000 руб/т; ООО «СИНТЕЗ», г. Москва, цена – 24000 руб/т; ООО «ВИА Ойл», г. Пермь, цена – 20000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена – 31000 руб/т; ООО«СотСнаб», г. Санкт-Петербург, цена-31000 руб/т; ООО «ШЕТРИ», г. Ангарск, цена-28000 руб/т. Расчет по формуле (87):

$$\begin{aligned} C_{\text{м}} &= \frac{27000 + 24000 + 20000 + 31000 + 31000 + 28000}{6} & (87) \\ &= 26833 \frac{\text{руб}}{\text{т}}. \end{aligned}$$

Таким образом, примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60500 руб/т, а метанола 26833 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 44%.

Определение затрат на транспортировку реагентов

После покупки абсорбентов их необходимо доставить до газового промысла ООО «Газпром Добыча Ямбург».

Основные поставщики находятся в Нижнем Новгороде, Москве, Перми, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Казани, Волгограде, Уфе и Ангарске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах. Примерная стоимость транспортировки 10 т абсорбента на 1 км пути составляет 40 рублей (согласно перечню цен на доставку выше перечисленных поставщиков). Примерная стоимость доставки 10 т абсорбента представлена в таблице 24.

Наиболее выгодная закупка абсорбента с точки зрения доставки у поставщиков из близлежащих городов – Уфы, Перми и Екатеринбурга. Таким образом, самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс.

Таблица 24 – Стоимость транспортировки 10 т абсорбента до г. Новый Уренгой

	Расстояние до г.Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г.Новый Уренгой, руб
Санкт-Петербург	4065	162600
Волгоград	3620	144800
Москва	3600	144000
Нижний Новгород	3175	127000
Казань	2788	111520
Ангарск	3361	13440
Уфа	2365	94600
Екатеринбург	1870	74800
Пермь	1876	75040

*Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования
при закачке метанола в скважину*

При закачке метанола на забой скважины при помощи оборудования для дозированной подачи химического реагента, потребление метанола согласно проекту составляет 41 г/1000 м³ на весь фонд действующих на месторождении скважин. Годовая добыча газа на рассматриваемом объекте составляет 143,81 млнм³. Годовое потребление метанола составляет:

$$V_{\text{мет пр}} = 0,041 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 5896,21 \text{ кг/год}$$

Исходя из расчетов необходимого количества ингибитора гидратообразования, потребность в метаноле составляет 29,52 г/1000 м³.

$$V_{\text{мет пр}} = 0,02952 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 4245,27 \text{ кг/год}$$

Пересчет количества необходимого метанола позволяет сэкономить 41273,5 рублей

Таблица 25 - Расчет материальных затрат

Наименование материалов	Единицы измерения	Расход, единиц	Цена с НДС, руб.	Стоимость, руб.
Метанол (проект)	кг	5896,21	25,0	147405,25
Метанол (расчет)	кг	4245,27	25,0	106131,75

Выводы по главе :

Рассматривая экономическую целесообразность применение того или иного реагента можно отметить, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60500 руб/т, а триэтиленгликоля 26833 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 43%.

В ходе расчетов было выяснено, что самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ

из Волгограда – 604,8 тыс рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

При сравнении стоимости проектного значения необходимого количества метанола с расчетным, можно сделать вывод, что экономия составляет 41273,5 рублей

5 Социальная ответственность

В рамках данной магистерской диссертации осуществляется оценка эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены работники на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение любого вида работ на установках комплексной подготовки газа сопряжены со следующими потенциально опасными и вредными производственными факторами (см. таблицу 26).

Таблица 26 – Вредные и опасные факторы [16]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонения показателей климатических условий	+	+	НТП 1.8-001-2004 [17]
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 [19] ГОСТ 12.1.003-83. [18] ГОСТ 12.1.029-80 [20]
Вредные химические и токсичные вещества	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 [21]
Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [23]

Анализ вредных производственных факторов

Вредным называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к заболеванию или ухудшению работоспособности человека (шум; вибрация; лазерные, электромагнитные и ионизирующие источники излучения и другие).

Отклонение климатических показателей на открытом воздухе

Работники предприятия осуществляют рабочую деятельность на открытом воздухе и в производственных помещениях, поэтому на них осуществляется воздействие различных климатических и микроклиматических условий.

По правилам безопасности, все работники, выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть обеспечены защитой от воздействия на них неблагоприятных климатических условий.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней. В соответствии с НТП 1.8-001-2004 в компании «Газпром добыча Ямбург», были установлены рекомендуемые параметры работы на открытом воздухе [17]:

Таблица 27 – Предельные температуры, ниже которой не следует производить работы на открытом воздухе [17]

Виды работ	Силы ветра	Температура
Строительно-монтажные работы, связанные с работой на высоте	Без ветра	-38°C
	5-10 м/с	-34 °C
	11-15 м/с	-30°C
	>15 м/с	работы прекращаются при любой минусовой температуре
Топографо-геодезические работы (инструментальные)	Без ветра	-36°C
	5-10 м/с	-31°C
	11-15 м/с	-29°C
	> 12 м/с	работы прекращаются при любой минусовой температуре
Все остальные виды работ	без ветра	-42°C
	5-10 м/с	-38°C
	12-22 м/с	-30°C
	> 22 м/с	Работы прекращаются

Шум и вибрации

Шум и вибрации оказывают сильное воздействие на физическое состояние человека, они воздействуют сердечно-сосудистую и нервную систему человека, вызывают усталость, заболевание суставов и вестибулярного аппарата.

Установка комплексной подготовки газа и ее оборудование являются источником механического, аэродинамического и электромагнитного шума высокой интенсивности с инфразвуковой составляющей. Нормирование условий труда по шуму производится согласно ГОСТ 12.1.003-83. Исходя из стандарта, устанавливаются предельно-допустимые уровни звукового давления, указанные в таблице 28 [18].

Таблица 28 – Предельно-допустимые уровни звукового давления [18]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение работ в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

В таблице 29 [19] представлены предельно-допустимые уровни вибрации, нормируемые согласно ГОСТ 12.1.012-90.

Таблица 29 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации		Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
Технологическая, на постоянных рабочих местах	в производственных помещениях	2	4	8	16	31,5	63
	в машинно-котельных помещениях	108	99	93	92	92	92

Существуют методы снижающие уровни шума и вибрации:

- применение средств индивидуальной защиты от шума. Применяются следующие средства: противοшумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д., в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 [5];
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- применение вибропоглощения и виброизоляции;
- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин, оборудования. Также на территории промысла, в помещениях и зданиях обеспечивается контроль уровня шума, который проводится не реже одного раза в год.

Воздействие вредных веществ

Сырье, поступающее на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят не только природный газ сеноманской залежи (газ сухой, метановый, сероводород отсутствует), но и капельная влага (вода 99 пластовая – 44-84%, конденсат углеводородный - 1%, метанол – 15-55%)) и механические примеси.

В ходе производственной деятельности УКПГ добываются и используются различные вредные и токсичные вещества (метан, метанол, гликоля), которые взрывοопасны и ядовиты. Характеристика данных веществ представлена в таблице 5.

Таблица 30 – Характеристика сырья и веществ используемых на УКПГ

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 98,95%)	CH ₄	4	7000	ОСТ 51.40-93 (с изм. 2000 г.)[6]
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ 2222-95 [7]

Для обеспечения безопасных условий труда при работе с метанолом проводятся следующие мероприятия:

- выдаются средства индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, резиновые сапоги, фартук, перчатки, противогазы, а также специальные костюмы для защиты всего тела работающего с метанолом;
- производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжаются приточно-вытяжной вентиляцией.

Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность. Поражение электрическим током

Опасность поражения рабочего электрическим током может возникать при контакте с открытыми токоведущими и металлическими частями оборудования и установок, которые находятся под напряжением, при работе с приборами и установками, у которых отсутствует защитное заземление, также при неиспользовании защитных средств. Заземление и зануление являются техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [25].

Весь персонал, работающий с приборами, установками с элементами находящимися под электрическим током, обязан использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83, а именно: специальную антиэлектростатическую обувь, одежду и перчатки, также антиэлектростатические предохранительные приспособления (кольца и браслеты).

Пожарная безопасность

Для обеспечения пожарной безопасности работ следует руководствоваться «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 22.07.2013 года [28], [29] и другими

утвержденными СП, НД, которые регламентируют требования пожарной безопасности.

Пожарная опасность установок подготовки газа выражается, в первую очередь, в свойствах природного газа и конденсата, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, метанола и других горючих жидкостей, которые используются в технологическом процессе, также применяемым оборудованием.

На промысле соответствующим приказом устанавливается противопожарный режим, в котором указывается: порядок проведения утилизации взрывопожароопасных отходов; место хранения спецодежды, которая контактирует с горючими веществами; порядок проведения газоопасных и пожароопасных работ; действия и обязанности работников при возникновении пожара и др.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи.

На УКПГ предусматривается система наружного пожаротушения, в ней используется водонапорная система трубопроводов и пожарных гидрантов. Также необходимо отметить, что на УКПГ имеются и другие средства пожаротушения: огнетушители СП-50 и ОП-10; пожарные гидранты; емкости с песком; пожарные щиты.

В технологических помещениях УКПГ устанавливают датчики системы пожарной сигнализации, которые реагируют на увеличение концентрации в воздухе метана, система автоматически включает вентиляционные системы, сопровождая звуковой и световой сигнализацией.

5.2 Экологическая безопасность

Защиты атмосферы

Наибольшее число загрязнения окружающей среды от технологического процесса приходится на атмосферу: продукты горения газа на собственные нужды, вынос в атмосферу веществ, захваченных осушителем, при его регенерации; утечки природного газа через неплотности арматур и фланцы, а также его сброс при плановой ежегодной остановке промысла для проверки функционирования и герметичности каждой технологической емкости и аппарата. Нормирование и охрана атмосферных загрязнений от вредных выбросов обеспечивается технологическими параметрами источников (таблица 31).

Таблица 31 – Нормы выбросов в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Кол-во выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	Сажа	0,052174	Рассеивание	Постоянно	4
2	Сероводород	0,0004369	Рассеивание	Постоянно	10
3	Углерода оксид	5105,395	Рассеивание	Постоянно	20
4	Метан	3639,827	Рассеивание	Постоянно	7000
5	Ксилол	0,814	Рассеивание	Постоянно	50
6	Толуол	0,248	Рассеивание	Постоянно	50
7	Диэтиленгликоль	17,8901126	Рассеивание	Постоянно	10
8	Метанол	96,178245	Рассеивание	Постоянно	5

Защита гидросферы

Основными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промышленные стоки, образующиеся на большинстве этапов подготовки газа, содержащие в своем

составе метанол, ДЭГ. Для уменьшения отрицательного воздействия отводимых сточных вод предусмотрена их очистка и повторное использование: на установках биологической очистки и очистных сооружениях производственных сточных вод.

Защита литосферы

В процессе строительства УКПГ наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление земли несанкционированными отвалами бытовых и производственных отходов;
- загрязнение почв при авариях на кустовых площадках, прорыв обвалки шламовых амбаров, авариях трубопровода.

Негативное воздействие оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчёвке и захоронении пней;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом кустовых площадок и насыпи автодорог;

возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин, на месторождении предусматривается:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обвалки и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химических реагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф

5.3 Безопасность в чрезвычайных условиях

Любое промышленное производство в виду его специфичных особенностей неотделимо от чрезвычайных ситуаций и происшествий. По природе возникновения их можно разделить на: природные (землетрясения, вулканическая активность), техногенные (пожар, обрушение зданий), экологические (опустынивание), биологические (эпидемии), социальные (терроризм, войны), антропогенные [26].

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на производстве

Среди возможных чрезвычайных ситуаций, на данном этапе подготовки газа на промысле могут возникнуть следующие:

1. Пожар (взрыв) легковоспламеняющихся, горючих веществ – источником может являться любое из многочисленных используемых в производстве веществ: метанол, ДЭГ, топливо автомобилей и др.; а также природный газ в концентрации, достаточной для воспламенения;
2. Утечка токсичных и взрывопожароопасных веществ – потеря полезного продукта и материалов из-за негерметичности ЗРА и соединяющих фланцевых соединений, а также сварных стыков;
3. Авария на электроэнергетических сетях с длительным перерывом электроснабжения;
4. Заморозки, снежные бури;
5. Эпидемиологическая вспышка опасных инфекционных заболеваний.

Предупреждение ЧС и порядок действий в случае ее возникновения

Наиболее часто встречающейся ЧС является утечка токсичной и взрывопожароопасной продукции. Наименьшее, к чему может привести несвоевременное устранение данной проблемы – экономические растраты, загрязнение цеховых поверхностей. Основные проблемы, которые может вызвать данная ситуация – загрязнение атмосферы рабочей зоны и

возможное отравление персонала, а также повреждение технологических установок при регулировании параметров.

Для предотвращения возможной ситуации предусмотрены и проводятся мероприятия:

- Контроль герметичности всех технологических установок;
- Комплексный сброс всех отходов производства: газообразные отходы – через свечу рассеивания, жидкие – через ГФУ;
- В помещениях с возможностью скопления токсичных и взрывоопасных продуктов установлены датчики контроля загазованности;
- Наличие естественной и активной вентиляции помещений;
- Взрывобезопасное исполнение электро- и осветительной аппаратуры.

Первоочередные действия при обнаружении утечки рабочим персоналом:

1. Сообщение об аварии на главный пульт промысла;
2. Автоматический запуск алгоритма АО цеха;
3. Сообщение о ЧС должностным лицам согласно схеме оповещения;
4. Эвакуация персонала из зоны действия опасного фактора;
5. Проведение работ по локализации и ликвидации аварии;
6. Вывод оборудования на нормальный режим работы

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на нефтегазоконденсатных месторождениях расположенных в Западной Сибири, относится к работам по добыче трудноизвлекаемых полезных ископаемых, которые располагаются в труднодоступной местности. Именно поэтому работа в данной сфере деятельности имеет ряд правовых и организационных особенностей.

Правовое регулирования труда работающих в нефтегазодобывающей отрасли расположенной в Западной Сибири, соблюдается с учетом требований и норм, установленных в статьях №297- №302 Трудового кодекса

РФ (ТК РФ), глава №47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Также учитываются требования и нормы, установленные главой №50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям», статьи №313- №327 [27].

Среди характерных особенностей, которые относятся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли, можно выделить: величина рабочего времени и времени отдыха, заработная плата и охрана труда.

Конкретное рабочее время и время отдыха регламентируется графиком работы на вахте. Данный график утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом, обычно он составляется на год и доводится до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения его в действие.

В статье №91 ТК РФ, говорится, что нормальная продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин (из расчета 36-часовой и 40-часовой рабочей недели соответственно). Данные нормы выполняются не всегда, это связано со спецификой работ в данной отрасли. Преимущественно работы данной отрасли относят к вредным или опасным работам, поэтому, устанавливается сокращенная продолжительность ежедневной работы.

Оплата труда, социальные льготы и компенсации

При расчете заработной платы всех работников, работающих вахтовым методом, применяются коэффициенты и процентные надбавки в размерах, установленных для работников основной деятельности в местах, где производится их деятельность. Например, работникам Общества районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7;
на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,8.

Получение премии работником осуществляется в соответствии с положениями, действующими на предприятии. Премия начисляется на заработную плату без учета оплаты дней межвахтового отдыха.

Охрана труда

Положения по охране труда регламентируются Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» СТО Газпром 18000.1-001-2014, а также Коллективным договором Общества.

Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационнотехнических, санитарно-гигиенических и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности.

Также, согласно коллективному договору, работодатель обязуется обеспечивать добровольное страхование сотрудников от несчастных случаев на производстве; проводить обязательные первичные (при приеме на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

Компоновка рабочей зоны

Существуют ряд требований к правильному расположению и компоновке рабочей зоны для создания комфортной рабочей среды. В процессе проектирования и расположения оборудования и аппаратуры вне здания, необходимо руководствоваться нормами технологического проектирования, указанными в НТП 1.8-001-2004 [17]. То есть компоновка и расположение технологических установок на объектах должны обеспечивать:

технологическую взаимозаменяемость;

свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;

свободный подъезд транспорта и подъемных средств; возможность проведения ремонтных работ и др.

Также в соответствии с НТП расстояния между оборудованием, аппаратами, которые расположены внутри одной технологической установки, принимаются с учетом условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями [28].
Предусматривается:

- Основные проходы по фронту обслуживания щитов управления - шириной не менее 2 м, компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные КПиА - шириной не менее 1,5м;

- Проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м, между газовыми компрессорами - шириной не менее 1,5 м, между малогабаритными машинами - шириной не менее 1 м;

- Проходы у оконных проемов- шириной не менее 1 м;

- Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием [17]

Выводы по главе:

При выполнении требований безопасности жизнедеятельности и охраны труда при проведении мероприятий по снижению травматизма, нормированию параметров микроклимата и освещённости, будет достигнуто повышение производительности труда и улучшение трудоспособности работников.

В рамках предлагаемых технологических решений по модернизации

производства не потребуются кардинальных мер, меняющих реализованную систему обеспечения безопасного производства работ, экологической безопасности и охраны труда. Необходимо подчеркнуть, что в процессе работы УКПГ возникает множество факторов, оказывающих влияние на безопасность и безвредность труда. Поэтому необходима детальная проработка всех производственных процессов, протекающих на месторождении, с учетом безопасности рабочего персонала, для уменьшения риска травмирования и предотвращения несчастных случаев:

- оценка технического состояния оборудования, задействованного в мероприятии и его соответствие требованиям техники безопасности.
- соответствие принятым нормам санитарных требований;
- оснащение средствами, разработка и исполнение инструкций по мерам пожарной безопасности;
- предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций.

Заключение

В ходе расчета было определено, что на участке шлейфа на расстоянии 6,3 км есть условия для образования гидратов, расход ингибитора для этих условий работы шлейфа показал потребность в метаноле 29,52 г/1000 м³, что на 28% меньше чем предусмотрено проектом 41 г/1000 м³.

Переход газового промысла на однореагентную систему подготовки скважинной продукции позволил упростить систему регенерации реагентов на УКПГ, на всех режимах расход ДЭГа более чем в 6 раз превышает расход метанола, а так же изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем. Переход на однореагентную систему позволяет достигнуть наибольшего технологического и экономического эффекта, так как метанол дешевле ДЭГа на 40%.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение было рассчитано, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%. самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Список использованных источников

1. Павленко А.М. Анализ условий образования и разложения гидратов / Павленко А.М., Кутный Б.А., Абдуллах Н.М. // Вестник приазовского государственного технического университета. Технические науки. – 2017. – № 34 – С. 60–68.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. / Э.Б. Бухгалтер. – Москва : Недра, 1986. – 238 с.
3. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г / А.В. Грунвальд // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 35–44.
4. Катаев А.К. Способы предупреждения и образования гидратов в трубопроводах природного газа., К.А. Катаев, А.В. Петряков, В.В. Павлов // Тюменский государственный университет. – 2011. – №1. – С. 43 – 46.
5. Нефтяники РФ : сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. URL:: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/jamburgskoe/7-1-0-150 (дата обращения 12.03.2021).
6. Геологическая часть проекта разработки нижнемеловых отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие, – ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2005 г.
7. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия «Ямбурггаздобыча» за 2003. – ОАО Газпром.
8. Технологический регламент эксплуатации газового промысла № 6 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром добыча Ямбург», 2014. – 297 с.
9. Багатуров С.А. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле / С.А. Багатуров. – Москва : Химия, 1974. – 439 с.
10. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. / Т.М.

Бекиров.–Москва : Химия, 2011. – 265 с.

11.Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных газов / М.А.Берлин, В.Г.Гореченков, Н.П. Волков. – Москва : Химия, 1981. – 472 с.

12.Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту./ Л.М.Гухман. – Санкт Петербург : Недра, 2008. – 161 с.

13.Ставкин Г.П. Правила и инструкции по технике безопасности на установках УКПГ./Г.П.Ставкин – Москва : Недра, 1998. –165 с.

14.Чеботарев В.В. Расчеты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. Пособие.В.В.Чеботарев –Уфа: изд-во УГНТУ,2007. – 408 с.

15.Справочное пособие по технологическому расчету систем абсорбционнойосушки газа. – “Тюмениигипрогаз”, 2002. – 113 с.

16.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 1981-07-01.–URL:<https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения 12.04.2021).–Текст : электронный

17. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа: дата введения :1981-07.01.–URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения 14.04.2021).–Текст :электронный.

18. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984-07.01. –URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200291> (дата обращения 17.04.2021).–Текст : электронный.

19. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования:дата введения 2008-07-01.–URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата

обращения 18.04.2021).– Текст : электронный.

20. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация: дата введения 1981-07-01.–URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения 19.04.2021).– Текст : электронный.

21.ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия: дата 1993-10-01.URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294846/4294846276.htm> (дата обращения 20.04.2021). Текст : электронный.

22. ГОСТ 2222-95 Метанол технический.Технические условия: дата введения 2001-01-01.URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020559>(дата обращения 21.04.2021).Текст : электронный.

23. ОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. дата введения 2019-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 21.04.2021).Текст : электронный.

24. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация : дата введения 1981 -07-01 URL : <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения 22.04.2021). Текст : электронный.

25. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования : дата введения 1984-01-01 URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006078> (дата обращения 23.04.2021). Текст : электронный.

26. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. дата введения 1997-01-01 URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения

23.04.2021). Текст : электронный.

27. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. №1.(ч.1). – Ст.3)

28. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности: дата введения 14-03-86. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034005> дата обращения 24.04.2021). (дата обращения 23.04.2021). текст : электронный.

29. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности / Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ. Дата введения 2008 -11-07.URL : <https://docs.cntd.ru/document/902111644>. (дата обращения 23.04.2021). текст : электронный.

30. СТО Газпром 18000.1-001-2014. Дата введения 2021-12-01. URL: http://www.gasoil.ru/main/ot/18000.1-001-2014_.pdf. (дата обращения 23.04.2021).

Приложение А
(справочное)

Modern inhibitors for the prevention of hydrate formation

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Нурсалиева А.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

Introduction

Natural hydrates are crystalline solids (like ice) composed of water and gas. The gas molecules (guests) are trapped in water cavities (host) that are composed of hydrogen-bonded water molecules as shown in Figure (1). Three structures of the gas hydrates that have been found are Structure I (SI), Structure II (SII) and Structure H (SH) of the isometric (cubic) lattice. In the structure I, the cages are arranged in a body-centre packing and they are large enough to include methane, ethane, and other gases of similar molecular diameters such as carbon dioxide and hydrogen sulfide. In structure II, packing is like a diamond, which resulting in some cages being large enough to include not only methane and ethane but also gas molecules as large as propane and isobutene. Structure H requires both a small molecule such as methane and larger molecules typical of a gas condensate or an oil fraction. Out of these three, structure I is the most common one. Figure 2 shows the three common structures of gas hydrate.

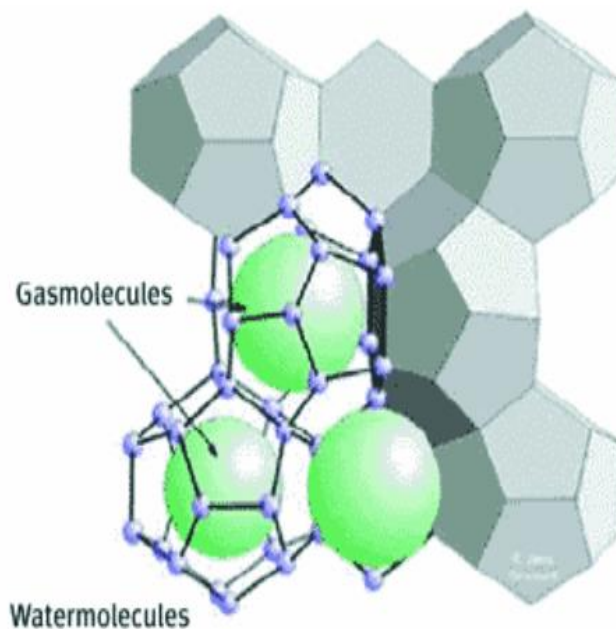


Figure 1 - Host molecules (water) and guests (gas)

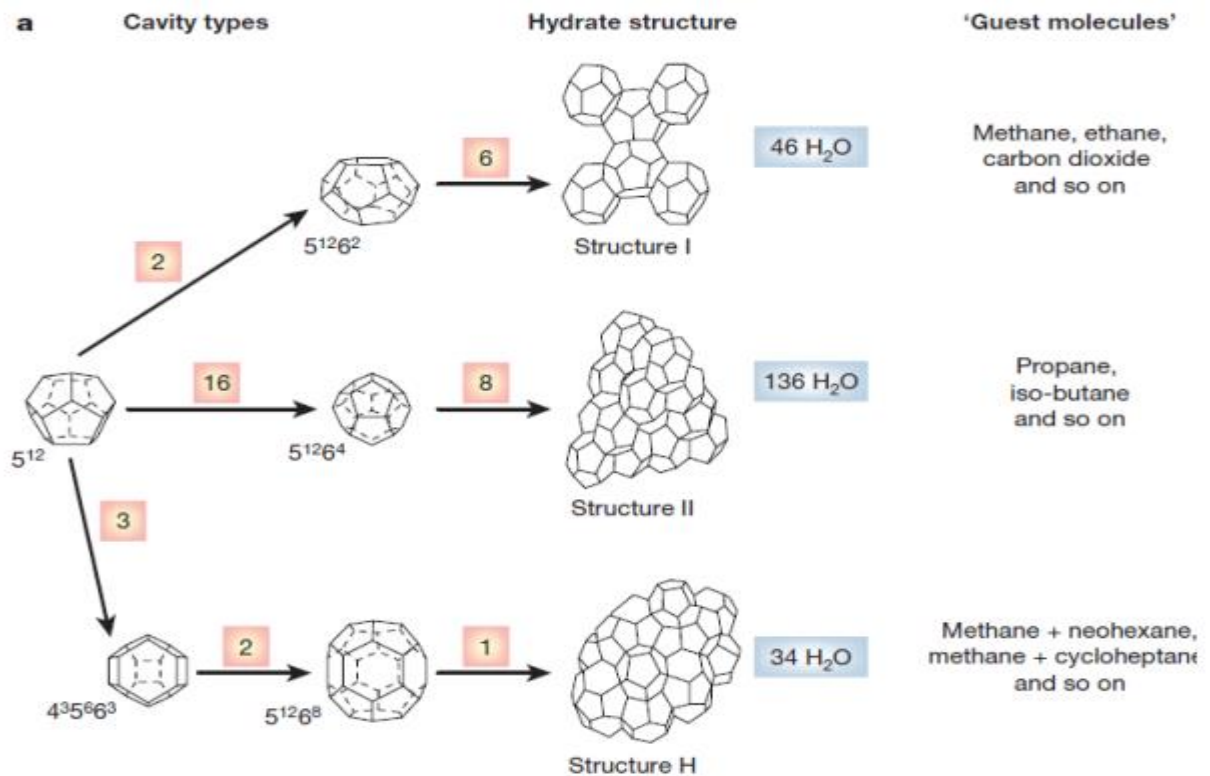


Figure 2 - The three common hydrate unit crystal structures

The conditions under which hydrates form include low temperatures (typically less than 300 K) and moderate-to-high pressures (typically more than 2 MPa). Thus from a knowledge of the chemical composition requirements and the thermodynamics of natural gas hydrates formation, the industry tries to prevent hydrates by the following ways [2,3]:

- Drying the natural gas (dehydration).
- Heating the gas to a temperature above the hydrate equilibrium temperature at the operating pressure.
- Compressing the gas only to pressures below the equilibrium pressure at the operating temperature.
- Using chemical inhibitors.

Traditional chemical inhibitors such as methanol, ethylene glycol and triethylene glycol are referred to as thermodynamic inhibitors because they act by modifying the hydrate phase boundary such that hydrate can no longer form at the operating temperature and pressure. One of the challenges with using these

inhibitors is that they are required in high concentration (up to 50 wt %) with large attendant costs. The oil and gas industry continues to move into deeper waters and encounter extreme conditions which show limits to these thermodynamic hydrate inhibitors.

There are now newer forms of hydrate inhibitors such as kinetic inhibitors (KIs) and anti-agglomerants (AAs) which are required at much lower concentrations (effective at concentrations below 1 wt %). These forms of inhibitors, collectively referred to as low dosage inhibitors (LDIs), do not prevent hydrate formation but either delay their formation (KIs) or prevent them from adhering together to form significantly large solids (AAs). Thus, this paper reviews this advancement from flow assurance based essentially on hydrate avoidance using thermodynamic inhibitors to that which includes risk management, using LDIs.

1 Methods of Hydrate Prevention and Control

The various methods of hydrate prevention and control include:

- gas dehydration,
- maintaining an operating temperature higher than the hydrate equilibrium temperature,
- operating at a pressure lower than the hydrate equilibrium pressure,
- injecting a chemical inhibitor into the gas stream.

These hydrate prevention and control strategies may be implemented in isolation or in combination depending on the specific circumstances of the field, especially as it relates to practicability and economics.

Gas dehydration (or drying) is the process of removing water from the natural gas stream, effectively removing or reducing a necessary component for hydrate formation. The water may be in the liquid or vapour form. Pipeline drips installed at some points on the line and multistage separators will eliminate most

of the free water. The water vapour present may then be dehydrated by various means.

The three most common methods of gas dehydration include

- liquid desiccant (glycol) dehydration,
- solid desiccant (molecular sieves)
- refrigeration.

Of the various methods, glycol dehydration is the most common, and of the various glycols that may be used, triethylene glycol (TEG) is the most popular.

Another method of hydrate prevention and control is by maintaining an operating temperature higher than the hydrate equilibrium temperature. In practice, this is usually done by pipe insulation and/or line heaters. Insulation reduces the rate of heat loss from the pipe and if the inlet fluid temperature is higher than hydrate formation temperature, the fluid may effectively pass through the pipe without its temperature dropping into the hydrate formation region. Line heaters may be used with or without insulation to keep the fluid temperature above the hydrate formation region. One of the challenges to using line heaters and insulation is that of cost, especially with long pipelines.

Operating at a pressure lower than the hydrate equilibrium pressure will prevent hydrate formation. This may however not always be practicable as the pressure required to transport the fluid in the pipeline may be higher than the hydrate equilibrium pressure at the ambient temperature. In the cases where the hydrate plug has already formed, depressurisation is a very common method of dissociating the hydrate plug.

Of the various methods of hydrate prevention, the use of chemical inhibitors is about the most common. This involves injecting such chemicals into the gas stream. On the basis of the mechanism of their actions, there are three forms of hydrate inhibitors now available. These include thermodynamic inhibitors, kinetic inhibitors and anti-agglomerants [4].

1.1 Thermodynamic Inhibitors

Methanol, ethylene glycol (EG) and triethylene glycol (TEG) are the most common chemicals used for hydrate inhibition, especially from a historical perspective. These inhibitors are referred to as thermodynamic inhibitors because they act by modifying the hydrate phase boundary such that the hydrate formation temperature becomes lower and the hydrate formation pressure becomes higher as shown in Fig. 3. If they are used in enough concentration, hydrate will no longer form at the operating temperature and pressure.

Among the thermodynamic inhibitors, there are considerations to choosing the particular chemical eventually used. Methanol is usually used in nonregenerable systems while the glycols are used in continuous regenerable processes. Methanol is much cheaper than ethylene glycol and triethylene glycol per unit volume and the use of glycols is usually justified on the basis of regeneration. Methanol has a lower viscosity and hence requires less pump horsepower for injection. However, methanol is volatile and some of it is lost into the gas phase, as opposed to the aqueous phase where it should be inhibiting hydrates. Corrosion problems may also result from methanol use because (1) there may be dissolved oxygen in the methanol leading to corrosion in the pipe, and (2) the presence of methanol can reduce the efficacy of some corrosion inhibitors [6]. Overall, the major challenge with using thermodynamic inhibitors is the large attendant costs when they are required in high concentrations.

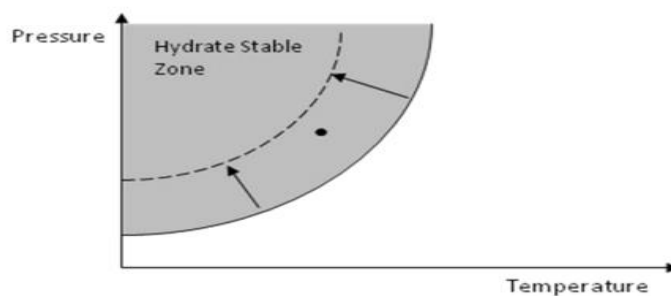


Figure 3 - Mechanism of thermodynamic inhibitor action on the hydrate phase equilibrium. The dotted line denotes the modified equilibrium line and the

dot denotes a hypothetical operating condition.

1.2 Low Dosage Hydrate Inhibitors

Due to the drawbacks of thermodynamic inhibitors, there was search for alternative hydrate inhibiting chemicals. About 15 years ago, the application of low dosage hydrate inhibitors in oil and gas fields as alternatives started. These low dosage hydrate inhibitors include kinetic inhibitors and antiagglomerants, and numerous applications have been documented in the last five years. The two main differences between low dosage inhibitors and thermodynamic inhibitors are in the concentrations required and the mechanism of hydrate inhibition.

Kinetic Inhibitors

Kinetic inhibitors (KIs) act by delaying hydrate nucleation and growth, possibly to a time longer than the residence time of the hydrocarbon in the pipeline or to a time longer than the period the hydrocarbon will spend within the section of the pipeline under the hydrate envelope. The induction time (or delay time) achievable from KIs depends on the degree of subcooling. The higher the subcooling, the smaller is the induction time that can be achieved. Currently available KIs can prevent hydrate formation for days at subcoolings of up to 13 °C. KIs are mainly water soluble polymers with small cyclic amide groups such as pyrrolidone and caprolactam as the active units. Common examples of KIs include poly(vinylpyrrolidone) (PVP) and poly(vinylcaprolactam) (PVCap). It is also known that some other chemicals can act as synergists to these KIs. The main advantage of KIs over thermodynamic inhibitors is that they are effective at very low concentrations (less than 1% weight). The major drawback to KIs is that they can only be applied in moderate sub-coolings (less than 13 °C). The research on the development of KIs with greater sub-cooling abilities is ongoing.

Anti-Agglomerants

Anti-agglomerants are another class of low dosage inhibitors. They act by preventing hydrate crystals from agglomerating into hydrate plugs. They do not prevent hydrate crystal formation but rather ensure that the crystals remain as tiny

well dispersed particles within the fluid stream so that the low viscosity fluid can be transported through the pipe without difficulty. Antiagglomerants are usually surfactants in which the head is attracted to the hydrate and the tail is dispersed in the liquid hydrocarbon phase. This implies that a liquid hydrocarbon phase needs to be present for the inhibiting effect of anti-agglomerants to be effective [6]. For gas systems, this implies that the gas-to-oil ratio (GOR) should not be too high. They are effective at concentrations of less than 1 weight %. Their efficacy does not depend on time or on the degree of sub-cooling of the system (i.e they are effective in systems with extreme sub-cooling). The main drawback of current anti-agglomerants is that they are only effective in systems with low water cut [4].

2 Hydrate formation inhibitor choice justification

In the Yamburg field there are conditions of formation of hydrates, both in the system of collecting gas, and in processing equipment of installation of preparation of gas for transport that dictates need of use of inhibitor of hydrate formation.

As inhibitor on all operating fields of Far North of Russia methanol is used. In foreign practice monoethylene glycol (MEG) more was widely adopted. Use of each of the specified inhibitors has both the advantages, and shortcomings.

Almost universal use of water solution of methanol in Russia is explained by the following main reasons:

- light miscibility with gas thanks to high volatility;

- low temperature of freezing

- ability not only to prevent hydrate formation,

- small viscosity;

- weak corrosion activity;

rather low cost and broad industrial base of production. Essential shortcomings of use of methanol are:

- high toxicity;

fire hazard;

high losses with commercial gas (up to 0.4 g/m^3), so will be irrevocable losses to 4500 tons/year.

Application of MEG in foreign practice is caused by the following reasons:

small solubility in natural gas and, therefore, small irrevocable losses (is about 20 times less in comparison with methanol);

smaller, in comparison with methanol, toxicity;

weak inflammability;

smaller power costs of regeneration.

Shortcomings of application of MEG in comparison with methanol are:

more high temperature of freezing (minus 40°C at concentration of 60% – 80%)

big viscosity;

–corrosion activity at high temperatures (for example – in the course of regeneration);

higher cost and lack of experience of application in the conditions of Far North.

3 Hydrate formation inhibitor supply options depending on technology of preparation of gas

Option 1. Anti-hydrate reagent methanol in combination with the glycolic drying of gas.

In the system of collecting methanol moves. At revenues to the coast, methanol is distributed between gas of primary separation and the separated methanol-water solution (MWS) according to pressure, temperature and concentration in a water phase. Methanol with gas of separation comes to an absorber where it is caught by a glycol stream, and because of rather high temperatures of work of a column, the efficiency of transition of methanol to glycol will be low therefore a noticeable part of methanol is lost with dry gas. The

caught methanol arrives on glycol regeneration installation, from there – with the steamed water on installation of methanol regeneration. Respectively, sewage will contain both reagents. Thus, the option is characterized by two systems of regeneration – methanol and glycol, reduced losses of methanol.

Option 2. The MEG anti-hydrate reagent in combination with the glycolic drying of gas.

MEG moves on the mouth of wells, owing to low volatility, also giving in front of air coolers of booster compressor station will be required. In winter conditions formation of hydrates in the ranks of the tubes, the next to the fan is possible. Saturated MEG will be allocated in the suction drum the complex gas processing unit and to go for regeneration installation. Separation gas after booster compressor station arrives on a drying of gas. For minimization of amount of the applied reagents, as absorbent expediently also application of MEG. For providing a dew point at the level minus 20 °C, necessary concentration of MEG makes higher than 99% that assumes the vacuum system of regeneration. Unlike the previous option, commercial gas will not contain methanol therefore it is possible that for prevention of freezing of MEG which is carried away from a column of absorption to the station of cooling of gas will be required additional died. Thus, the option is characterized by two systems of regeneration of MEG, one of which vacuum, not less than one system of removal of salts, the lack of experience with similar systems increased and requirements to the content of mechanical impurity, increased requirements to the separation equipment.

Option 3. Anti-hydrate reagent methanol in combination with low-temperature separation.

The system of supply of methanol the same, as in option 1. A part of methanol arrives with gas of primary separation. On the complex gas processing unit methanol moves in front of the intermediate separator. MWS gathers from primary, intermediate and low-temperature separators and goes for regeneration. The option is characterized by one system of regeneration, considerable losses of

methanol with commercial gas. However, the low-temperature separation system with use of methanol is well fulfilled; there is a wide experience of design and operation. The high efficiency of the separation equipment is not required.

Option 4. The MEG anti-hydrate reagent in combination with low-temperature separation.

The scheme of giving on the mouth and feature of application of MEG as anti-hydrate reagent – the same, as for option 2. On installation by low-temperature separation the additional point of giving – before a detander is required. It will lead to decrease its efficiency, need of separate installation of regeneration of MEG, and most likely, installations of removal of salts. Problems with heat exchangers gas-gas are possible. The high efficiency of the separation equipment is necessary for minimization of intake of salts on installation by low-temperature separation. In the presence of condensate in reservoir mix, restriction on temperature with low-temperature separation is possible. Fine spray of MEG on a stream, careful control of concentration of the given MEG is required. It is necessary to refer the draining effect of glycol to advantages of option, especially in a system low-temperature separation that will lead to decrease in a dew point an occasion and, respectively, to deceleration of power of main compressor station. The option is characterized by one or two installations of regeneration and removal of salts, increased requirements to the separation equipment, need of careful control of content of mechanical impurity and concentration of the given MEG, small operating experience of similar systems. Options of supply of different reagents on the mouth and in a system low-temperature separation are inexpedient to be considered as they contain shortcomings of both reagents [10-13].

Considering the above, as hydrate formation inhibition in the system of collecting reservoir gas and for technology of preparation of gas methanol as the hydrate formation inhibitor which is the most tested and reliably proved in the domestic gas industry is accepted. Use of methanol will allow to protect with

guarantee pipelines of collecting and installation of preparation of gas from formation of hydrates and to provide their reliable operation throughout the entire period of development.

References

1. Nagham Amer Sami, Jitendra S.Sangwai «Gas Hydrate Applications and Problems in oil and Gas Industry»,International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 4, Issue 8, August 2013.
2. E.D. Sloan, Clathrate Hydrate of Natural Gases, Marcel Dekker Incorporated, New York, 1998.
3. P. Englezos, “Clathrate hydrates,” Ind. Eng. Chem. Res., vol. 32, pp 1251-1274, 1993
4. U. P. Igboanusi, A. C. Opara «The advancement from Thermodynamic Inhibitors to Kinetic Inhibitors and Anti-Agglomerants in Natural Gas Flow Assurance»,International Journal of Chemical and Environmental Engineering Volume 2,No.2 April 2011.

Приложение Б

(справочное)

Таблица А.1 – Технические данные труб,применяемых для строительства
промысловых коммуникаций

Наружный диаметр,м	Толщина стенки, мм	Объём 1п. м трубы, л	Наружный диаметр,мм	Толщина стенки,мм	Объём 1п.м трубы, л
89	4	5,15	219	8	32,4
	5	4,9		9	31,7
	6	4,65		10	31,1
	7	4,42		11	30,5
				12	29,9
102	4	6,94	245	8	41,2
	5	6,65		9	40,5
	6	6,36		10	39,7
	7	6,08		11	39,0
				12	38,4
114	4	8,82	273	8	51,9
	5	8,5		9	51,0
	6	8,17		10	50,3
	7	7,85		11	49,5
	8	7,54		12	48,7
127	4	11,12	325	8	75,0
	5	10,75		9	74,0
	6	10,39		10	73,0
	7	10,03		11	72,1
	8	9,68		12	71,1
140	4	13,27	377	8	100,1
	5	12,9		11	99,0
	6	12,5		12	97,9
	7	12,1		13	96,7
	8			14	95,6
146	5	14,5	426		—
	6	14,1			—
	7	13,7			—
	8	13,3			—

Таблица А.2 – Значения коэффициентов А и В

T, °C	A	B	T, °C	A	B
- 30	0,3910	0,00710	+ 2	5,400	0,04640
- 28	0,4715	0,00806	4	6,225	0,05150
- 26	0,5660	0,00921	6	7,150	0,05710
- 24	0,6775	0,01043	8	8,200	0,06300
- 22	0,8090	0,01168	10	9,390	0,06960
- 20	0,9600	0,01340	12	10,720	0,07670
- 18	1,1440	0,01510	14	12,39	0,08550
- 16	1,3500	0,01750	16	13,94	0,09300
- 14	1,5900	0,01927	18	15,75	0,10200
- 12	1,8680	0,02155	20	17,87	0,11200
- 10	2,1880	0,02290	22	20,15	0,12270
- 8	2,5500	0,02710	24	22,90	0,13430
- 6	2,9900	0,03035	26	25,50	0,14630
- 4	3,4800	0,03380	28	28,70	0,15950
- 2	4,0300	0,03770	30	32,30	0,17400
0	4,6700	0,04180	32	36,10	0,18950

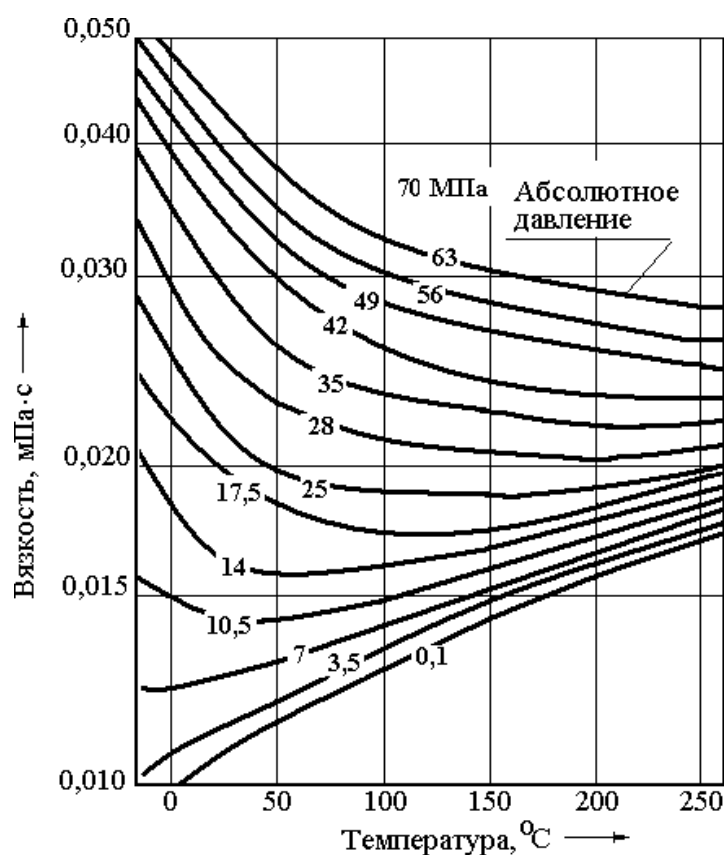


Рисунок А.1 – Изменение вязкости природного газа от температуры при относительной плотности $\bar{\rho} = 0,6$

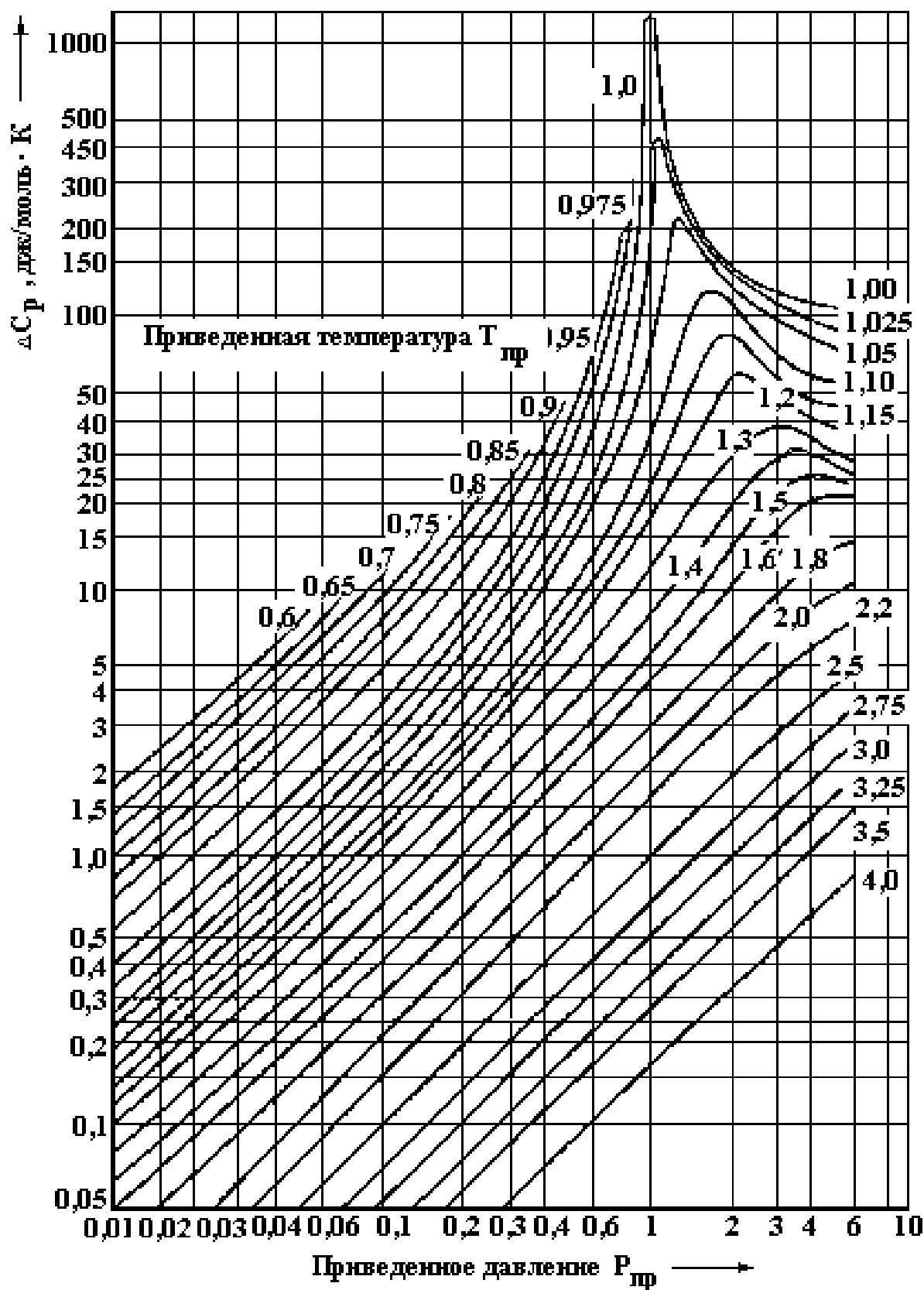


Рисунок А.2 – Зависимость ΔC_p от приведённых температуры и давления природного газа

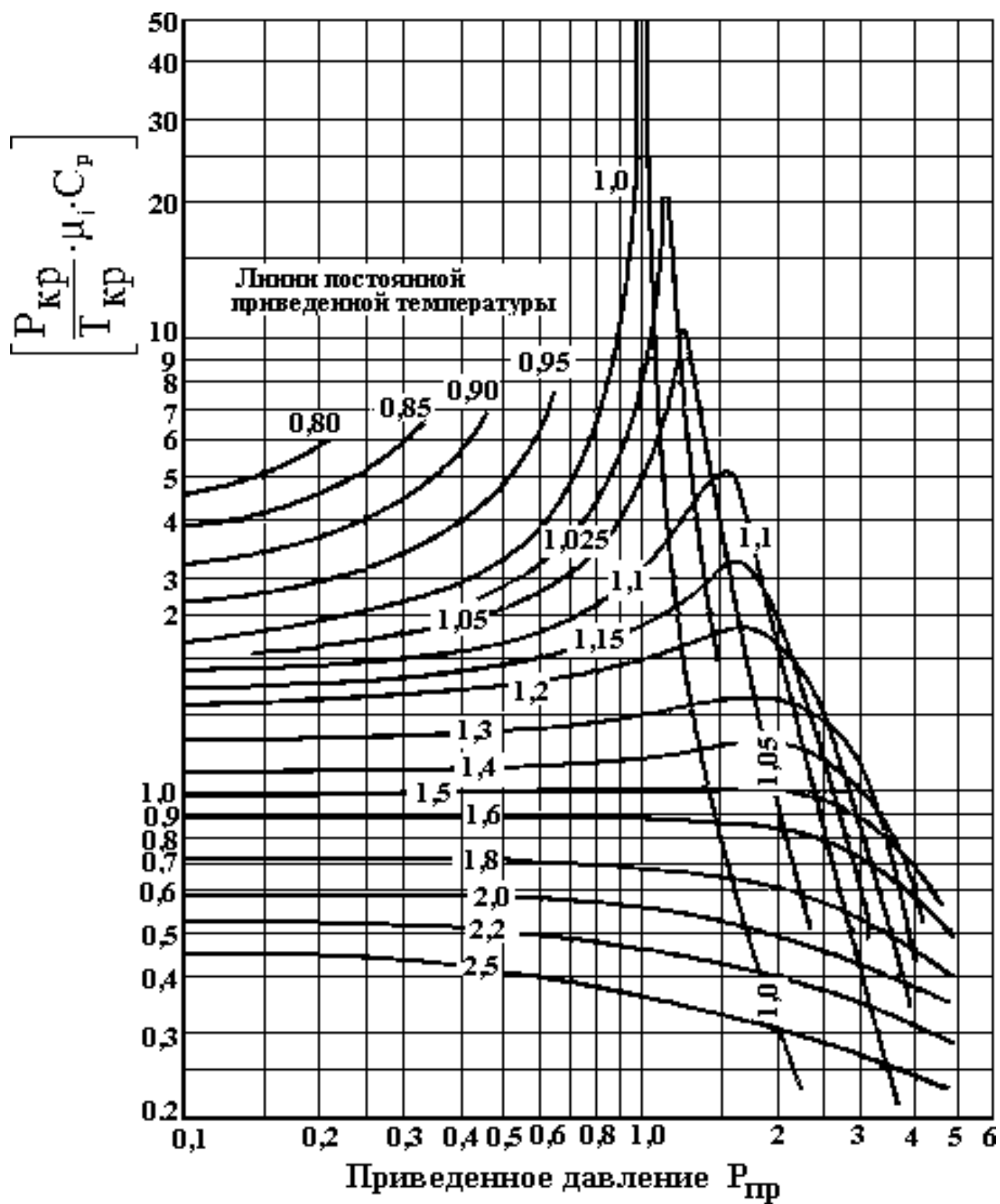


Рисунок А.3 – Обобщённая функция коэффициента Джоуля-Томпсона в зависимости от приведённых давления и температуры

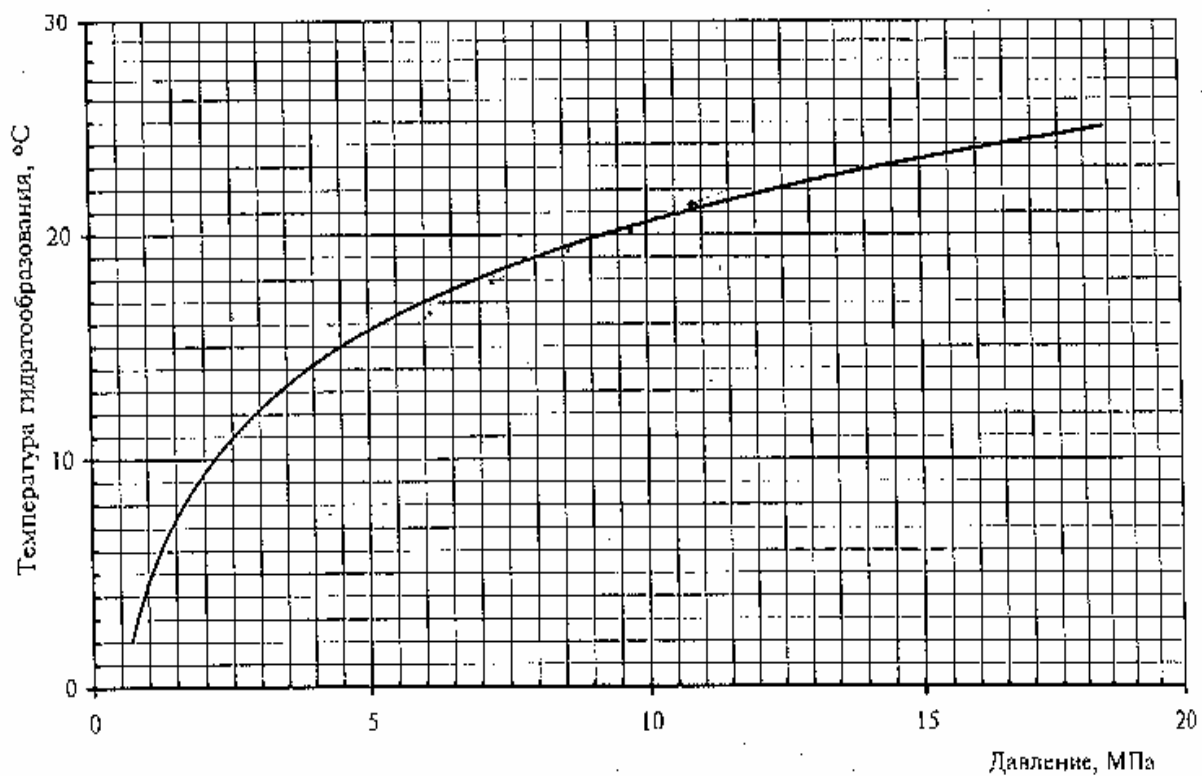
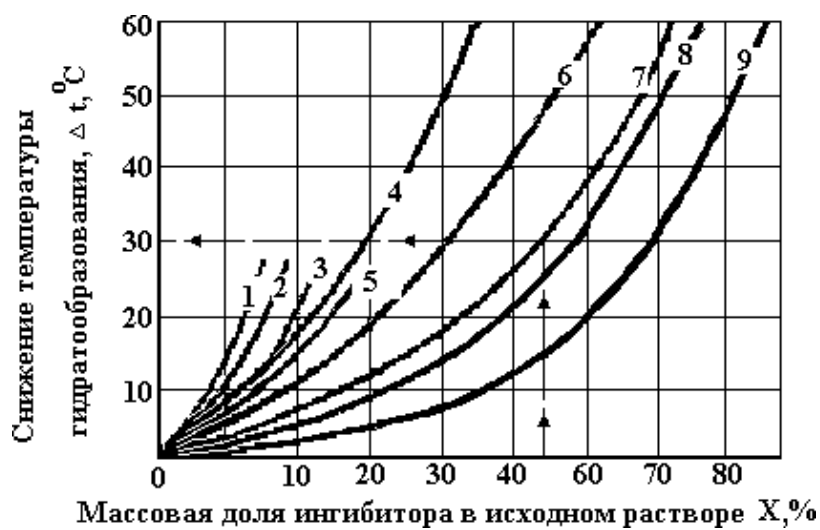


Рисунок А.4 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа



1 – LiCl ; 2 – MgCl_2 ; 3 – NaCl ; 4 – NH_4OH ; 5 – CaCl_2 ; 6 – CH_3OH ;
7 – ЭГ; 8 – ДЭГ; 9 – ТЭГ.

Рисунок А.5 – Номограммы для определения снижения температуры гидратообразования природных газов